



GUÍA DE DUE DILIGENCE TÉCNICA PARA

# Proyectos Fotovoltaicos





GUÍA DE DUE DILIGENCE TÉCNICA PARA

# Proyectos Fotovoltaicos

El Banco Nacional de Comercio Exterior S.N.C. (Bancomext) agradece a la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH por la colaboración y asistencia técnica en la elaboración del presente documento. La colaboración de la GIZ se realizó en el marco del Programa “Energía Solar a Gran Escala en México” (DKTI Solar), el cual se implementa por encargo del Ministerio Federal Alemán de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ), en conjunto con la Secretaría de Energía (SENER) y la asistencia técnica y fortalecimiento de capacidades brindada de Bancomext en la evaluación de proyectos de inversión para la generación de electricidad con energías renovables.

Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del autor y los colaboradores y no necesariamente representan la opinión de la SENER, Bancomext, BMZ y/o de la GIZ. Se autoriza la reproducción parcial o total, siempre y cuando sea sin fines de lucro y se cite la fuente de referencia.

### ***Guía de Due Diligence Técnica para Proyectos Fotovoltaicos***

#### **Banco Nacional de Comercio Exterior S.N.C. (Bancomext)**

Periférico Sur 4333,  
Col. Jardines en la Montaña. Tlalpan.  
CP. 14210, Ciudad de México, México  
<http://www.bancomext.com/>

#### **Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

Oficina de Representación de la GIZ en México  
Av. Insurgentes Sur No. 826 - PH  
Col. Del Valle, Del. Benito Juárez  
C.P. 03100, Ciudad de México, México  
[www.giz.de/mexico](http://www.giz.de/mexico)

#### **Edición y Supervisión:**

Gleb Kouznetsov, Carlos Lerma (Bancomext),  
Joscha Rosenbusch, Diana Rebollar, Arno van den Bos, Ángel Azamar, (GIZ)

**Autores:** DNV GL México

**Diseño:** Bárbara Guerrero Palacios

Ciudad de México, octubre de 2018

GUÍA DE DUE DILIGENCE TÉCNICA PARA

# Proyectos Fotovoltaicos

# Tabla de contenidos

|           |   |    |
|-----------|---|----|
| <b>1</b>  | Introducción  | 1  |
| <b>2</b>  | Recomendaciones generales   | 2  |
| 2.1       | Contenido del informe   | 2  |
| <b>3</b>  | Localización del proyecto   | 5  |
| <b>4</b>  | Tecnología  | 10 |
| <b>5</b>  | Diseño  | 16 |
| 5.1       | Análisis del diseño civil   | 16 |
| 5.2       | Análisis del diseño eléctrico   | 20 |
| <b>6</b>  | Estimación de la producción   | 24 |
| 6.1       | Análisis del recurso solar  | 25 |
| 6.2       | Estimación de la producción   | 29 |
| <b>7</b>  | Contratos   | 33 |
| 7.1       | Contrato de ingeniería y construcción (EPC)   | 34 |
| 7.2       | Contrato de suministro de equipos   | 39 |
| 7.3       | Contrato de operación y mantenimiento   | 42 |
| 7.4       | Contrato de interconexión a la red  | 46 |
| 7.5       | Contrato de compra-venta de energía (PPA)   | 48 |
| <b>8</b>  | Riesgos ambientales y sociales  | 51 |
| 8.1       | Revisión de los permisos y licencias mexicanos requeridos para un proyecto fotovoltaico | 52 |
| 8.2       | Evaluación de directrices ambientales y sociales internacionales                        | 55 |
| <b>9</b>  | Evaluación del modelo financiero  | 65 |
| <b>10</b> | Bibliografía  | 67 |

## ANEXOS

|                 |  |   |
|-----------------|--|---|
| <b>Anexo 1:</b> | Listado de normativa y estándares aplicables a los componentes fotovoltaicos                         | 1 |
| <b>Anexo 2:</b> | Descripción de los principales permisos y licencias para la construcción de un proyecto fotovoltaico | 1 |
| <b>Anexo 3:</b> | Descripción del contenido del EVIS respecto a las comunidades afectadas                              | 1 |
| <b>Anexo 4:</b> | Descripción del contenido del EVIS respecto a los pueblos indígenas                                  | 1 |

# Lista de abreviaturas

|                               |   |
|-------------------------------|---|
| AC                            | Corriente alterna   |
| BoP, BoS                      | Balance de Planta, Balance de Sistema   |
| BoM                           | Balance de Materiales   |
| CAPEX                         | Gastos de Capital   |
| CENACE                        | Centro Nacional de Control de Energía   |
| CENAPRED                      | Centro Nacional de PRevención de Desastres  |
| CFE                           | Comisión Federal de Electricidad  |
| COD                           | Fecha de Operación Comercial (Commercial Operation Date)  |
| CONAGUA                       | Comisión Nacional del Agua  |
| CUSTF                         | Cambio de uso de suelo en terrenos forestales   |
| DC                            | Corriente Continua  |
| EP                            | Principios de Ecuador (de las siglas en inglés de Equator Principles)   |
| EPC                           | Ingeniería, Suministro y Construcción (de las siglas en inglés de Engineering, Procurement, and Construction) |
| EVIS                          | Evaluación de Impacto Social  |
| IEC                           | Comisión Electrotécnica Internacional (de las siglas en inglés de International Electrotechnical Commission)  |
| IFC                           | Cooperación Financiera Internacional  |
| INAH                          | Instituto Nacional de Arqueología e Historia  |
| INEGI                         | Instituto Nacional de Estadística y Geografía   |
| IPC                           | Índice de Precios de Consumo  |
| LID                           | Degradación Inducida por Luz (de las siglas en inglés de Light Induced Degradation)                           |
| O&M                           | Operación y Mantenimiento   |
| PEIA                          | Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental  |
| PID                           | Degradación por diferencia de Potencial (de las siglas en inglés de Potential Induced Degradation)            |
| PPA                           | Contrato de compra-venta de energía (de las siglas en inglés de Power Purchase Agreement)                     |
| PR                            | Rendimiento energético (de las siglas en inglés de Performance Ratio)   |
| PRONACCH                      | Programa Nacional Contra Contingencias Hidráulicas  |
| RNT                           | Red Nacional de Transmisión   |
| SCADA                         | Supervisory Control and Data Acquisition  |
| SEMARNAT                      | Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales   |
| SEN                           | Sistema Eléctrico Nacional  |
| SPV                           | Entidad con Cometido Especial (de las siglas en inglés de Special Purpose Vehicle)                            |
| Wac, kWac, MWac               | Vatio AC (kilovatio ac, megavatio ac) – Potencia eléctrica AC   |
| Wp, kWp, MWp, Wdc, kWdc, MWdc | Vatio-pico (kilovatio pico, megavatio pico) – Equivalente a la potencia nominal de los módulos fotovoltaicos. |



# Introducción

El mercado fotovoltaico (FV) ha experimentado un importante crecimiento desde mediados de los años noventa, con un auge importante a partir del comienzo de la década del 2000. Durante este tiempo, la tecnología fotovoltaica ha experimentado mejoras significativas en los procesos de fabricación y una disminución de costes exponencial, que ha llevado a que sea una tecnología competitiva en precio con tecnologías convencionales en muchos puntos del planeta. Por ello podría considerarse que la tecnología fotovoltaica ha alcanzado el nivel de madurez tecnológica. Y es así en cierto sentido, sin embargo, hay dos aspectos clave en constante evolución. Por un lado, las innovaciones tecnológicas, tales como las tecnologías PERC o los módulos bifaciales, que requieren una monitorización y evaluación constante. Por otro lado, la fuerte presión por la reducción de costes, que puede repercutir en la calidad de los productos y, por lo tanto, en la viabilidad de los proyectos.

Así mismo, los proyectos fotovoltaicos son intensivos en capital, lo que implica que, en la mayoría de los casos se requiera financiación externa.

La combinación de la dinamicidad del mercado con la necesidad de financiación externa, requiere de un proceso de análisis en detalle de los aspectos técnicos, legales y financieros del proyecto, con el fin de evaluar la viabilidad del mismo. Dicho proceso de evaluación, denominado *Due Diligence*, tiene como objetivo identificar los riesgos asociados al proyecto, así como los mitigantes aplicados para minimizarlos y/o monitorizarlos.

Este documento es una guía que detalla todos los aspectos técnicos que se deben evaluar durante el proceso *Due Diligence* de un proyecto fotovoltaico.



# Recomendaciones Generales

El proceso *Due Diligence* es clave para obtener la financiación del proyecto fotovoltaico, por lo que se debe prestar atención a algunos aspectos críticos durante el mismo.

El primero de ellos es el momento de realización del *Due Diligence*. Las circunstancias de cada proyecto determinan el momento de comenzar. Sin embargo, se debe tener en cuenta que si se está en una fase inicial de desarrollo y la información disponible es limitada, el proceso de *Due Diligence* será más largo y requerirá mayor número de revisiones de información y actualizaciones de los informes, por lo que probablemente requerirá de un mayor presupuesto.

Es importante tener en cuenta que el proceso *Due Diligence* incluye tres áreas diferenciadas y al mismo tiempo relacionadas entre sí:

- × Legal
- × Financiera
- × Técnica

Este documento se limita a los aspectos técnicos del proceso *Due Diligence*. Si bien se comentan algunos aspectos comerciales, legales y financieros, principalmente en los contratos y el modelo financiero, dichos comentarios se realizan desde el punto de vista técnico, por lo que no debe sustituir a una revisión legal o financiera.

## 2.1 CONTENIDO DEL INFORME

El contenido del informe de *Due Diligence* técnico dependerá del alcance acordado entre las partes. Sin embargo, es recomendable que un informe de *Due Diligence* completo incluya las secciones descritas en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1: Contenido del informe

| SECCIÓN                   | CONTENIDO   |
|---------------------------|---|
| Resumen ejecutivo         | <p>Los informes de <i>Due Diligence</i> deben incluir un resumen ejecutivo en el cual se proporcione un resumen general del proyecto, así como destaque los riesgos encontrados durante la revisión del mismo y recomiende posibles mitigantes si los hubiera.</p> <p>Utilizar en dicho resumen un código de colores facilita al lector la identificación de los puntos clave que deben ser considerados antes del cierre de la financiación de otros que, siendo también relevantes, pueden ser monitorizados y abordados con posterioridad al cierre financiero.</p>  |
| Localización del proyecto | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Descripción del acceso, sus características técnicas, los permisos de acceso necesarios y la distancia a las carreteras principales.</li> <li>× Adecuación del terreno para la instalación de la planta fotovoltaica en términos de disponibilidad de los terrenos y de la clasificación del uso del suelo, disponibilidad de estudio hidrológico, de estudio geotécnico y de estudio topográfico, condiciones climáticas, contaminantes atmosféricos e impacto de la fauna sobre la instalación fotovoltaica.</li> <li>× Afectación a nivel de sombras cercanas y lejanas.</li> <li>× Punto de Interconexión.</li> <li>× Infraestructuras cercanas, tales como carreteras, puertos, aeropuertos, vías férreas o red de agua.</li> <li>× Revisión de los impactos medioambientales.</li> </ul> |

| SECCIÓN                          | CONTENIDO  |
|----------------------------------|--|
| Tecnología                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Descripción del fabricante y su experiencia, así como su empresa matriz, en el caso de que existiera, u otros mecanismos de garantía de servicios a largo plazo. La revisión de informe de “bancabilidad” de la tecnología por terceros se considera necesaria en la mayoría de los casos.</li> <li>× Descripción de la tecnología de los equipos/componentes con comparación con otras tecnologías presentes en el mercado. Revisión del proceso de control de calidad desde las pruebas en fábrica hasta la instalación en el emplazamiento.</li> <li>× Certificación y ensayos de durabilidad de los equipos tanto por los fabricantes como por terceras partes independientes.</li> <li>× Revisión de las condiciones de garantía de los equipos y cláusulas de suspensión.</li> </ul>                                    |
| Diseño                           | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Análisis del diseño civil.</li> <li>× Análisis del diseño eléctrico en DC y AC.</li> <li>× Análisis de la conexión a red.</li> </ul>  |
| Estimación de la producción      | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Descripción clara de las fuentes de datos de irradiación solar analizadas, incluyendo la motivación para la selección final, la incertidumbre y la variabilidad asociadas.</li> <li>× Descripción de las asunciones adoptadas en el proceso.</li> <li>× Estimación de los factores de pérdidas.</li> <li>× Análisis de la incertidumbre asociada a la estimación de la producción.</li> <li>× Especificaciones técnicas de los equipos utilizados en la simulación.</li> </ul>  |
| Contratos                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Revisión de los contratos EPC, incluido el contrato de suministro de equipos si lo hubiera, el contrato O&amp;M, el contrato de interconexión a red y el contrato PPA.</li> <li>× Descripción de los principales términos técnicos del contrato, así como evaluación de su adecuación con respecto a los estándares del mercado.</li> <li>× Descripción de las partes y evaluación de los contratistas.</li> <li>× Revisión del estado del contrato (borrador o firmado) y sus adendas si las hubiera.</li> <li>× Revisión de las pruebas de aceptación en contratos EPC y de suministro de equipos.</li> <li>× Revisión de las garantías.</li> <li>× Revisión de las indemnizaciones por retraso e incumplimiento de garantías.</li> <li>× Identificación de huecos entre el alcance de los diferentes contratos.</li> </ul> |
| Riesgos ambientales y sociales   | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Revisión de los permisos y licencias necesarios para un proyecto fotovoltaico: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Medio Ambiente;</li> <li>• Social;</li> <li>• Patrimonio; y</li> <li>• Permisos y licencias locales.</li> </ul> </li> <li>× Revisión de los marcos internacionales medioambientales <ul style="list-style-type: none"> <li>• Principios del Ecuador (EP);</li> <li>• Normas de desempeño sobre sostenibilidad ambiental y social de la Corporación Financiera Internacional (IFC, por sus siglas en inglés); y</li> <li>• Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad (EHS, por sus siglas en inglés).</li> </ul> </li> </ul>   |
| Evaluación del modelo financiero | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Revisión de la producción y degradación considerada.</li> <li>× Revisión de la tarifa eléctrica.</li> <li>× Revisión del CAPEX y OPEX.</li> <li>× Revisión de la Cuenta de Reserva de Mantenimiento (MRA).</li> <li>× Revisión de las consideraciones para extensión de la vida útil.</li> </ul>  |





# Localización del proyecto

La localización del proyecto es un punto clave que se debe analizar con detenimiento ya que durante su inspección se pueden detectar riesgos o elementos que pueden afectar partes importantes del proyecto como son la distribución de los equipos o el diseño de la planta entre otros. Las conclusiones que resulten del análisis de la localización del proyecto se deben tener en cuenta en otros apartados de una Due Dilligence para proyectos de instalaciones fotovoltaicas.

El informe de Due Diligence, como mínimo, debe incluir en lo concerniente a la localización los siguientes aspectos:

- ✦ Descripción del acceso, sus características técnicas, los permisos de acceso necesarios y la distancia a las carreteras principales.
- ✦ Adecuación del terreno para la instalación de la planta fotovoltaica en términos de disponibilidad de los terrenos y de la clasificación del uso del suelo, disponibilidad de estudio hidrológico, de estudio geotécnico y de estudio topográfico, condiciones climáticas, contaminantes atmosféricos e impacto de la fauna sobre la instalación fotovoltaica.
- ✦ Afectación a nivel de sombras cercanas y lejanas.
- ✦ Punto de Interconexión
- ✦ Infraestructuras cercanas, tales como carreteras, puertos, aeropuertos, vías férreas o red de agua.
- ✦ Revisión de los impactos medioambientales

La Tabla 3-1 detalla los aspectos a tener en cuenta durante la revisión de la localización del proyecto.

Tabla 3-1: Localización del proyecto

| SECCIÓN   | ASPECTOS A CONSIDERAR   |
|---|---|
| <b>ACCESO A LA INSTALACIÓN</b>                  |   |
| Dimensiones de la vía de acceso                 | Se debe comprobar que el acceso disponga de las dimensiones necesarias para soportar el tránsito de vehículos de grandes dimensiones que van a acceder a la planta fotovoltaica, principalmente, durante la fase de instalación y, esporádicamente, en el caso de tener que remplazar equipos de grandes dimensiones. |
| Características mecánicas de las vías de acceso | Se debe comprobar que el acceso tenga las características mecánicas necesarias para soportar el tránsito de vehículos de gran tonelaje.   |

## SECCIÓN ASPECTOS A CONSIDERAR

### ACCESO A LA INSTALACIÓN (Continuación)

**Permisos de acceso** Se deben disponer de los permisos necesarios (contrato de arrendamiento o de paso) con el propietario del terreno en caso de cruzar algún terreno privado. En el caso de transitar por espacios protegidos como pueden ser vías pecuarias, se necesita permiso especial de la autoridad competente que autorice el tránsito de vehículos pesados para acceder a la instalación. En este último caso, se debe realizar la solicitud acorde a la normativa de aplicación.

Adicionalmente y, en caso de disponer de más de un acceso viable a la localización, se debe dar preferencia a accesos que disten lo mínimo posible de carreteras principales

**Modificación de accesos** Tanto en el caso de que se deba modificar un acceso existente como que se deba construir uno nuevo, deben quedar bien definidos el responsable de la construcción de dicho acceso y el cronograma de los trabajos de construcción del mismo para verificar que el acceso en cuestión estará completado para su uso antes de iniciar las tareas de construcción.

### DISPONIBILIDAD DEL TERRENO Y USO DEL SUELO

**Propiedad de los terrenos** Se debe verificar que se dispone de los documentos necesarios para hacer uso del terreno sobre el que se ha proyectado la instalación fotovoltaica.

Se pueden dar dos situaciones: que los terrenos de implantación sean de propiedad, con lo que se deben disponer de las escrituras de propiedad correspondientes. O bien, que los terrenos sean propiedad de un tercero, con lo que se debe disponer de los contratos de arrendamiento actualizados para el uso de las parcelas en cuestión. En este último caso, se debe prestar especial atención, aparte del precio del m<sup>2</sup> arrendado, a que el período de contrato sea prorrogable hasta alcanzar la fecha estimada de finalización del proyecto.

**Uso del suelo** Se debe comprobar que el uso del suelo que figura en el catastro de las parcelas en cuestión sea compatible con la instalación de la planta fotovoltaica y que se disponga de los permisos necesarios para el uso de los terrenos según normativa aplicable.

### CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO

**Estudio hidrológico** El alcance y detalle del estudio hidrológico dependerá de las características hidrológicas del sitio. En algunos sitios, puede que el Proyecto haya considerado que las condiciones hidrológicas del sitio no afectan al Proyecto y, por lo tanto, no hayan elaborado un estudio hidrológico. En estos casos, alguno de los documentos del Proyecto (e.g. memoria, informe geotécnico, etc.) deberá incluir al menos una evaluación preliminar con evidencia técnica que mitigue totalmente el riesgo de la falta de un estudio hidrológico para el sitio.

En zonas áridas, donde la precipitación anual es escasa, cabe la posibilidad que el fenómeno de la inundación no sea un riesgo para el proyecto y, por ello el proyecto haya descartado la realización de un estudio. Sin embargo, las condiciones hidrológicas sí habrá que estudiarlas ya que, si existen torrentes temporales, la erosión causada por los mismos podrá afectar a la infraestructura del proyecto, sobre todo por socavación de las cimentaciones e hincas de las estructuras fotovoltaicas, entre otros.

El estudio hidrológico deberá primeramente hacer una valoración preliminar a partir de la información disponible en materia de inundación, obtenida de fuentes oficiales como el CENAPRED, INEGI, SEMARNAT o PRONACCH. Para el análisis hidrológico del sitio, se dispondrá del historial de precipitaciones de las estaciones meteorológicas más cercanas al Proyecto con un histórico suficiente, de al menos 15 años. El análisis utilizará la fórmula o el método más adecuado a las características de la cuenca (e.g. fórmula racional, método de Horton, modificado, etc.) y el análisis de cuenca considerará las condiciones reales de topografía, tipo de suelo y vegetación. El estudio hidrológico estimará el caudal pico de los arroyos existentes o temporales para un período de retorno adecuado. Si es aplicable, el estudio hidrológico incluirá en un mapa donde se incluya la infraestructura principal del proyecto la extensión y profundidad de la lámina de agua (inundación) para los

| SECCIÓN   | ASPECTOS A CONSIDERAR |
|---|-----------------------|
| <b>CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO (Continuación)</b> |                       |

periodos de retorno considerados. Se espera que el estudio hidrológico incluya recomendaciones de drenaje si son necesarias, aunque los elementos de drenaje se definirán en detalle en la etapa de diseño del proyecto y su capacidad será calculada en un estudio hidráulico, a partir de los datos recogidos en el estudio hidrológico.

Es importante que el estudio hidrológico no sólo se centre en los cursos de agua permanentes o temporales, sino que también evalúe las aguas subterráneas y aquellas zonas de inundación que puedan causarse por la topografía existente.

|                           |   |
|---------------------------|---|
| <b>Estudio geotécnico</b> | <p>Se debe verificar que las zonas cubiertas por el estudio geotécnico son representativas de todo el terreno analizado, tanto en número de ensayos y muestras como en la distribución de los mismos. El alcance de la investigación en sitio deberá incluir ensayos de penetración hasta una profundidad aceptable (al menos 5 metros) para medir la resistencia del terreno, monitorización del nivel freático, calcatas y toma de muestras para análisis en el laboratorio. La realización de ensayos geofísicos será altamente recomendable cuando el terreno pueda presentar fenómenos kársticos (huecos y oquedades), o cuando se requiera una mayor certeza en los parámetros dinámicos del terreno, por ejemplo, para zonas altamente sísmicas. En el laboratorio las muestras se analizarán para su caracterización mecánica y química según normativa aplicable (e.g. NMX-X-416-ONNCE-2003).</p> <p>Se recibirá un informe geotécnico interpretativo (no se aceptará solamente el informe facta) que incluya un primer análisis de la geología y tectónica y uso histórico según información disponible y de fuentes oficiales (e.g. SGM), el resultado de los ensayos realizados, los parámetros geotécnicos estimados que caractericen cada una de las unidades geológicas y geotécnicas identificadas y la evaluación de posibles riesgos que el proyecto tendrá que tener en cuenta, tales como suelos plásticos, deformables, colapsables, erosionables o agresivos al hormigón y al acero. Así mismo, también se evaluarán los riesgos geológicos de la zona, tales como sismicidad, deslizamiento de ladera, abrasión, presencia superficial de roca, etc. y se dará recomendaciones para mitigar dichos riesgos, para la excavación, formación de taludes, reutilización del suelo excavado y protección frente a la corrosión, entre otros.</p> <p>La erosión que puede sufrir el terreno es un aspecto que tiene impacto directo, no solo sobre las características mecánicas de la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos, sino también sobre el nivel de suciedad que pueden experimentar los módulos fotovoltaicos instalados.</p> |
|---------------------------|---|

|                         |   |
|-------------------------|---|
| <b>Estudio de hinca</b> | <p>En el caso que la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos tenga una cimentación de perfil metálico hincado, se realizará una investigación in-situ en la que se evalúe la idoneidad de este tipo de cimentación y se confirme su diseño (sobre todo, profundidad de hincado). Se asegurará que se ensaye un número representativo de hincas según la heterogeneidad del terreno y la magnitud del proyecto, que la sección del perfil de ensayo sea la misma que se vaya a instalar y que se ensayen al menos hasta las cargas máximas de proyecto. Así mismo, si el terreno es susceptible a cambios de humedad, las hincas se ensayarán en terreno seco y húmedo.</p> |
|-------------------------|---|

|                            |  |
|----------------------------|--|
| <b>Estudio topográfico</b> | <p>Este estudio debe cubrir toda el área de la instalación fotovoltaica y debe establecer los aspectos principales del terreno, a nivel de pendientes, orografía y otras características necesarias a tener en cuenta cuando se realiza la distribución de módulos fotovoltaicos y diseño general de la planta fotovoltaica.</p> |
|----------------------------|--|

|                        |  |
|------------------------|--|
| <b>Estudio sísmico</b> | <p>Si el proyecto se encuentra en una zona sísmica activa, se tendrá que realizar un estudio sísmico del sitio según la normativa aplicable MDOC-2015.</p> |
|------------------------|--|

|                                |  |
|--------------------------------|--|
| <b>CONDICIONES DEL ENTORNO</b> |  |
|--------------------------------|--|

|                               |   |
|-------------------------------|---|
| <b>Condiciones climáticas</b> | <p>Se debe disponer de datos climáticos tales como temperatura, régimen de lluvias, velocidades de viento, riesgo de inundación, riesgo de huracán o tornado o presencia de nieve en la zona. Estos datos pueden afectar las características mecánicas y de producción de la planta fotovoltaica. Los datos de temperatura tienen un gran impacto en el diseño eléctrico DC de la planta.</p> |
|-------------------------------|---|

| SECCIÓN                                       | ASPECTOS A CONSIDERAR   |
|---|---|
| <b>CONDICIONES DEL ENTORNO (Continuación)</b> |   |
| Contaminantes atmosféricos                    | <p>Se debe determinar la corrosión atmosférica, que depende de la zona en la que se encuentra la planta fotovoltaica.</p> <p>La combinación entre el riesgo de erosión, el régimen de lluvias y los contaminantes atmosféricos pueden contribuir a aumentar o disminuir el grado de suciedad presente en los módulos fotovoltaicos (<i>soiling</i>), que es un aspecto importante a tener en cuenta en la estimación de la producción de la planta.</p>   |
| Impacto de la fauna                           | <p>La fauna presente en la zona de la planta fotovoltaica puede tener afección sobre la suciedad depositada en los paneles fotovoltaicos. Es recomendable analizar, si se disponen de datos, la presencia de aves y otros animales que puedan posarse sobre los paneles y ensuciarlos con las heces u otro tipo de secreciones</p>  |
| <b>SOMBRAS</b>                                |   |
| Sombras cercanas                              | <p>Se deben detectar los elementos u obstáculos que puedan causar sombras sobre los módulos fotovoltaicos. Se debe comprobar que el esquema de implantación (<i>layout</i>) de la planta respeta dichos obstáculos y que se han mantenido las correspondientes distancias para evitar, en la medida de lo posible, las sombras creadas sobre los módulos por dichos elementos.</p> <p>Las sombras que puedan existir en la localización analizada tienen un impacto directo sobre el diseño de la planta y, en consecuencia, sobre la estimación de la producción eléctrica de la misma. Se debe analizar la presencia de los siguientes elementos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Edificaciones en las inmediaciones de la planta fotovoltaica que puedan crear sombras sobre los módulos fotovoltaicos. En caso de existir edificaciones, determinar si las mismas se van a conservar o se van a demoler.</li> <li>× Líneas de distribución o transmisión cercanas.</li> <li>× Elementos geográficos cercanos como pequeños montículos que pudieran crear sombras.</li> </ul> <p>En la medida de lo posible, y según la disponibilidad de información al respecto, es recomendable revisar el tipo de instalaciones que se podrían construir en un futuro en las inmediaciones de la planta fotovoltaica que pudieran crear sombras sobre los módulos fotovoltaicos instalados.</p> |
| Sombras lejanas                               | <p>De igual manera, se debe detectar la presencia de elementos geográficos ubicados a distancias considerables de la planta fotovoltaica que puedan crear sombras en las primeras horas y últimas horas de luz solar. Los elementos principales que crean sombras lejanas son elementos de altura considerable, como pueden ser montañas.</p>   |
| <b>INTERCONEXIÓN</b>                          |   |
| Punto de interconexión                        | <p>Es necesario revisar la ubicación de la zona en la que se va a realizar la conexión de la planta fotovoltaica para poder determinar la distancia que va a tener la línea de evacuación y que realmente haya una infraestructura ya creada donde poder conectar la planta fotovoltaica. También se debe comprobar si la conexión se va a realizar a la red de distribución o a la de transmisión. En este apartado, se puede comprobar, de forma muy general, que se han considerado todos los elementos principales de la evacuación de la energía hasta el punto de conexión, para tener una idea, a grandes rasgos, de cómo se prevé realizar dicha evacuación.</p>  |
| <b>INFRAESTRUCTURA CERCANA</b>                |   |
| Transportes                                   | <p>Para determinar la localización idónea para la instalación de la planta fotovoltaica, se debe tener en cuenta la red de infraestructuras cercanas a la ubicación considerada. Es importante destacar que se deberán transportar gran cantidad de materiales a la zona en cuestión, con lo que una buena y cercana red de comunicaciones tiene un gran valor añadido. Por ello se deben localizar las carreteras, líneas de tren, aeropuertos y puertos cercanos a través de los cuales podría llegar el material a la planta.</p>  |

| SECCIÓN | ASPECTOS A CONSIDERAR |
|---------|-----------------------|
|---------|-----------------------|

|   |  |
|---|--|
| <b>INFRAESTRUCTURA CERCANA (Continuación)</b> |  |
|---|--|

|                   |  |
|-------------------|--|
| Líneas eléctricas | Se ha mencionado con anterioridad otro tipo de infraestructura a tener en cuenta como es la presencia de líneas eléctricas en las inmediaciones de la localización elegida.  |
| Red agua          | Con el objetivo de abastecer de agua a la planta fotovoltaica durante las tareas de mantenimiento, otro elemento a tener en cuenta es la proximidad a la red de agua con la posibilidad de conexión a la misma. En el caso de no ser posible, se debería considerar otra metodología que pudiera abastecer la cantidad de agua necesaria a la planta fotovoltaica. |

|                               |  |
|-------------------------------|--|
| <b>IMPACTO MEDIOAMBIENTAL</b> |  |
|-------------------------------|--|

|                               |  |
|-------------------------------|--|
| Revisión de impacto ambiental | Se debe comprobar la proximidad de la planta fotovoltaica a Áreas Naturales Protegidas, a zonas que contengan restos arqueológicos, zonas militares y otro tipo de zonas protegidas según normativa aplicable. En cualquiera de estos casos, se deberán presentar proyectos a las autoridades competentes correspondientes para obtener la autorización de las mismas para la implantación de la planta fotovoltaica. La resolución del Proceso de Evaluación de Impacto Ambiental, en el caso que el trámite ya se encuentre en este estado, contiene los impactos que la instalación de la planta fotovoltaica puede conllevar al entorno. Por tanto, es un documento que, en caso de estar disponible, debe ser revisado para conocer todos los impactos que el proyecto puede generar en el entorno. |
|-------------------------------|--|



Tecnología

La tecnología fotovoltaica se ha consolidado en los últimos años fruto de la maduración del sector. No obstante, los grandes volúmenes de producción (cientos de millones de módulos producidos al año), la constante innovación en la industria impulsada por un aumento de la eficiencia y una reducción del precio de los componentes principales lastran la consolidación tecnológica, haciendo que no pueda tratarse a la tecnología fotovoltaica como una “commodity”. Hay muchos ejemplos de mala “praxis” en la selección de la tecnología bien por temas de calidad de fabricación/producto, errores de diseño o deficiente instalación y mantenimiento. Por lo tanto, el análisis del riesgo asociado a la tecnología ha de ser una pieza clave del Due Diligence para proyectos fotovoltaicos. Esta sección se centra en los aspectos de calidad de fabricación/producto mientras que el resto de factores se analizan en otras secciones del informe.

Los componentes principales que han de considerarse parte del análisis de la tecnología son: módulos fotovoltaicos, inversores y estructura de soporte. El resto de componentes de una planta fotovoltaica son elementos comunes con otras tecnologías (transformadores, cables, líneas eléctricas, subestaciones, etc). Deberán analizarse desde el punto de vista del diseño pero no se estima necesario revisarlo desde un punto de vista tecnológico por tratarse de componentes de un gran recorrido industrial con tecnologías más convencionales de producción de electricidad.

El informe de Due Diligence debe incluir en lo tocante a la tecnología el análisis de los siguientes aspectos como mínimo:

- ✦ Descripción del fabricante y su experiencia así como su empresa matriz, en el caso de que existiera, u otros mecanismos de garantía de servicios a largo plazo. La revisión de informe de “bancabilidad” de la tecnología por terceros se considera necesaria en la mayoría de las situaciones.
- ✦ Descripción de la tecnología de los equipos/componentes con comparación con otras tecnologías presentes en el mercado. Revisión del proceso de control de calidad desde las pruebas en fábrica hasta la instalación en el emplazamiento.
- ✦ Certificación y ensayos de durabilidad de los equipos tanto por los fabricantes como por terceras partes independientes.
- ✦ Revisión de las condiciones de garantía de los equipos y cláusulas de suspensión.

A continuación se detallan cada uno de los aspectos mencionados en el cuadro anterior.

Tabla 4-1: Evaluación de la tecnología

| SECCIÓN                            | ASPECTOS A CONSIDERAR  |
|------------------------------------|--|
| <b>EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA</b> |  |
| Análisis del fabricante            | <p>Se recomienda disponer de un informe de “bancabilidad” del fabricante considerando el producto o productos a suministrar a la planta fotovoltaica en cuestión. Dicho informe de “bancabilidad” ha de estar emitido por una entidad técnica independiente de reconocido prestigio y no se aconseja que tenga más de un año de antigüedad, dado el rápido avance de la tecnología. Los contenidos del informe de “bancabilidad” han de ser como mínimo los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Descripción de la compañía y las fábricas de producción de donde procederán los productos a instalar en la planta fotovoltaica objeto del Due Diligence. Certificaciones de la empresa, las instalaciones de producción y los productos fabricados.</li> <li>× Recepción de materias primas y control de calidad a los suministradores de componentes.</li> <li>× Proceso de fabricación y control de calidad, así como la investigación y desarrollo o el origen de la propiedad intelectual.</li> <li>× Pruebas finales al producto en fábrica y/o en el sitio.</li> <li>× Embalaje y etiquetado. Trazabilidad de los subcomponentes y proceso de fabricación.</li> <li>× Garantías y servicios.</li> </ul> <p>Si el fabricante tiene una trayectoria suficientemente larga (más de diez años), se encuentra situado entre los diez fabricantes mayores del mundo y la tecnología ofertada es bastante convencional sin innovaciones importantes con respecto a otros modelos suficientemente probados, puede admitirse no disponer de un informe de “bancabilidad” como se ha mencionado anteriormente. En el resto de casos, el informe de “bancabilidad” se considera necesario. En los casos en los que el informe de “bancabilidad” no estuviera disponible, los temas comentados anteriormente como contenidos típicos de dicho informe deberían ser abordados separadamente en el informe de <i>Due Diligence</i>.</p> |
| General                            | <p>La evaluación de la tecnología debe incluir una descripción de la tecnología propuesta para el proyecto con especial referencia a aquellos elementos diferenciadores de otras tecnologías similares en el mercado y las tecnologías más convencionales que han sido tradicionalmente consideradas como “bancables” (véase el informe de “bancabilidad” comentado anteriormente).</p> <p>La utilización de tecnología convencional no supone la ausencia total de riesgo puesto que pueden aparecer defectos de fabricación o defectos ocultos si los equipos no cuentan con un historial operativo suficiente de varios años.</p> <p>Con respecto al potencial de reciclado y coste de desmantelamiento, suele ser habitual contemplar en el <i>Due Diligence</i> estos aspectos para determinar el posible impacto en el medio ambiente a largo plazo.</p>   |
| Módulos fotovoltaicos              | <p>Durante el <i>Due Diligence</i> se debe evaluar si están presentes algunos de los mitigantes para evitar los defectos de fabricación en módulos fotovoltaicos entre los que se encuentran los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Control de calidad mediante una campaña de muestreo en fábrica con envío a laboratorio independiente. Normalmente el tamaño de la muestra se define según alguna normativa como ISO 2859 o similar.</li> <li>× Mediciones de la curva I-V, de la eficiencia a baja irradiación*</li> <li>× Mediciones del Light Induced Degradation (LID) y del Potential Induced Degradation (PID).</li> </ul> <p>Durante las inspecciones a fábrica, además de seleccionar las muestras a laboratorio, la empresa contratada deberá chequear los test de calidad internos del fabricante y verificar que se aplican los criterios de “pasa/no pasa”.</p> <p>La tarea de muestreo en fábrica suele formar parte del contrato EPC pero ha de contar con la aceptación del fabricante de los módulos.</p>   |

## SECCIÓN

## ASPECTOS A CONSIDERAR

## EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA (continuación)

## Degradación de módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos sufren una degradación no reversible anual que puede desglosarse según la Figura 5 1. Es importante diferenciar entre la degradación del módulo y la del sistema que resulta de una degradación no homogénea de los módulos que deriva en un aumento de la degradación total observada (que puede cifrarse en 0.2% anual en muchos casos). Se recomienda diferenciar ambas degradaciones: la del módulo y la del sistema, en cualquier proyección del modelo financiero de un proyecto.

Con respecto a las patentes, la tecnología convencional de silicio cristalino no requiere un estudio exhaustivo puesto que los procesos son hoy día de público conocimiento. Sin embargo, las tecnologías de capa delgada y otras tecnologías como la HIT pueden requerir una confirmación que la tecnología que se ha seleccionado no tendrá problemas futuros con los derechos de propiedad intelectual (patentes).

Se suele considerar en los modelos financieros una degradación del 0.5% al 0.75% por año.

## Inversores

Los inversores son los equipos que convierten la corriente continua (DC) generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (AC) que puede ser transmitida por las redes de distribución. A diferencia de los módulos fotovoltaicos y las estructuras/seguidores, los inversores son equipos que tiene una vida esperada de 10 años o menos. Por lo tanto, dependiendo de la duración del modelo financiero del proyecto harán falta como mínimo una sustitución de inversores o incluso dos. Esto se comenta en la Sección 10.

Uno de los puntos a revisar es la topología, de las cuáles existen dos:

- × Inversores centrales con un rango de potencia desde cientos de kW hasta MW; e
- × Inversores tipo “string” que tiene un rango de potencia de decena de kW

Otro aspecto importante que se debe revisar es el descenso de potencia del inversor con la temperatura y con la altitud. Normalmente, se prefiere considerar la potencia AC del inversor a una temperatura superior a 25°C puesto que la temperatura de operación normal del inversor superará casi siempre ese valor. Estos aspectos técnicos del inversor han de ser analizados en conjunción con las características del emplazamiento.

Un parámetro clave del inversor es la eficiencia máxima y la eficiencia corregida según condiciones de operación (Eficiencia Europea o de California). Ha de indicarse si la eficiencia reportada incluye o no el transformador elevador de tensión para poder comparar unos modelos con otros. Obviamente, cuanto mayor sea la eficiencia del inversor, siempre será mejor a largo plazo, pero no debe ser la única razón técnica de selección del inversor como se comenta en la Sección 6 del diseño.

Cuando los inversores van encastrados en contenedores o edificios donde se alojan también las celdas y transformadores, hay que prestar especial atención a la ventilación del edificio/container. Al tratarse de integradores de componentes, se recomienda comprobar que se han realizado estudios de transmisión de calor en condiciones estáticas desfavorables y en momentos transitorios.

Por último, pero no menos importante, las propiedades del inversor frente a la potencia reactiva o huecos de tensión pueden ser aspectos clave a la hora de seleccionar el inversor. Existen requerimientos de red que han de cumplir los inversores dependiendo del país en el que se encuentre y eso ha de analizarse en profundidad en el Due Diligence. Especialmente las posibilidades de adaptación del inversor a futuras regulaciones que aún no sean de aplicación en el momento del Due Diligence pero el Asesor Técnico Independiente pueda concluir que son de aplicación en el corto plazo.

## SECCIÓN

## ASPECTOS A CONSIDERAR

## EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA (continuación)

## Estructuras y seguidores solares

La revisión de las estructuras depende del tipo:

- × Para estructuras fijas se requiere una revisión del estudio estructural considerando las características del terreno.
- × Para seguidores solares a uno o dos ejes, se requiere además del estudio estructural estático una revisión de la resistencia dinámica de la estructura ante las distintas velocidades de viento esperadas en la zona. Este último aspecto no ha sido un tema estudiado en la industria hasta el 2016-2017 cuando empezaron a aparecer los primeros problemas en seguidores con velocidades de viento muy inferiores a la velocidad máxima de diseño. Los efectos dinámicos pueden amplificar las cargas de una manera significativa y se han dado casos de fallos catastróficos a velocidades tan bajas de viento como 60 km/h. El análisis dinámico puede ser necesario también en estructuras fijas colocadas en tejados donde pueden darse situaciones de tipo vórtice (véase Figura 5 2), así como estructuras en suelo con configuraciones de 3V (tres módulos instalados en posición vertical).

En ocasiones se requiere un cálculo independiente de la estructura para verificar el correcto diseño en las condiciones de contorno del proyecto.

Los seguidores solares y estructuras fijas suelen necesitar un análisis de las posibles implicaciones de propiedad intelectual puesto que no hay un único diseño convencional utilizado en la industria y existen todavía muchas patentes en el mercado que pueden afectar la producción de determinados modelos.

Es importante verificar que los estudios estructurales tanto de estructuras fijas como de seguidores cumplen con la normativa nacional pero también internacional al respecto (en USA es de aplicación la normativa ASCE y en las zonas de influencia de Europa lo es el Euro Código). En este sentido, la consideración de cargas de nieve, terremotos o vientos extremos ha de evaluarse en dichos estudios. Zonas con riesgos de huracanes han de tener en cuenta el riesgo en los estudios estructurales.

Finalmente, hay que analizar bien el riesgo de corrosión de las estructuras por el propio terreno o las condiciones atmosféricas reinantes en el emplazamiento. Así mismo, el anclaje de los módulos a la estructura ha de respetar lo indicado por el fabricante del módulo y se ha de contemplar en los estudios estructurales para verificar que puede resistir todas las cargas esperadas para el emplazamiento.

## Certificaciones y ensayos

La certificación de equipos permite al comprador de los mismos contar con un confort derivado de las pruebas y pruebas necesarias para conseguir dichos certificados. Idealmente, si los procesos de certificación fuesen exhaustivos en cuanto a los ensayos necesarios, el solo cumplimiento con los mismos sería garante de la calidad del producto. En la industria fotovoltaica, y particularmente en relación a los módulos, los ensayos necesarios para la certificación pueden no reproducir fielmente las condiciones ambientales y operativas de los mismos durante la vida útil esperada de 25 o 30 años. Por otro lado, el proceso de certificación de módulos requiere una muestra relativamente pequeña de menos de una docena de módulos al año cuando un fabricante puede llegar a producir millones de módulos por año. Además, los fabricantes suelen escoger la muestra de módulos con lo que su representatividad es limitada.

No obstante, lo anterior, se considera buena praxis exigir los certificados internacionales y nacionales aplicables a los equipos. Además, existen programas de ensayos de fiabilidad donde los módulos fotovoltaicos son sometidos a pruebas más exigentes que los propios certificados. Esto proporciona un confort adicional sobre el producto si el fabricante está asociado a dicho programa de ensayos.

En el caso de encontrarse en fase de tramitación de un determinado certificado, disponer de una carta de la entidad certificadora donde se describa el estado del proceso es recomendable.

## SECCIÓN

## ASPECTOS A CONSIDERAR

## EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA (continuación)

Los certificados se emiten por parte de las entidades acreditadas debidamente para ello en base a una lista de componentes o Bill of Materials (BoM). Se recomienda comprobar que la BoM de los módulos suministrados al proyecto coincide con la contemplada en los certificados. De otra manera, dichos certificados no serían aplicables a los módulos suministrados porque el comportamiento de los módulos puede ser bien diferente según sus componentes: células, cordones de soldadura, EVA, Backsheet, vidrio, silicona y aluminio, fundamentalmente.

DNV GL ha preparado un listado no exhaustivo de normativa aplicable a módulos, inversores, estructuras fijas y seguidores que se incluye en el Anexo 1.

---

**Garantías y servicio post-venta**

Durante la revisión de la tecnología se deben revisar las garantías de cada uno de los componentes principales.

Es importante que se revisen en el proceso de Due Diligence las condiciones que invalidan las garantías con objeto de verificar que no se darán dichos supuestos. Además, se recomienda que se analice el proceso de transferencia de las garantías de los contratistas al propietario final de la planta fotovoltaica. En este sentido, fabricantes de módulos con poco historial operativo están ofreciendo un seguro de garantía que entraría en vigor en el caso de que el fabricante desapareciera del mercado, cosa que ha ocurrido muchas veces en la historia de la industria de módulos.

La existencia de servicios post-venta en el país donde se instala la planta fotovoltaica ha de incluirse en el análisis del fabricante. Es especialmente importante conocer el plazo de entrega de repuestos y el plazo máximo de asistencia de un profesional de mantenimiento correctivo.

Las condiciones de garantía son relativamente variables en la industria y pueden ser negociadas junto con la parte comercial. Las garantías típicas de los componentes principales son las siguientes:

## Módulos fotovoltaicos

- × Garantía de producto de 10-15 años
- × Garantía de potencia 25-30 años

## Inversores

- × Garantía de 5 años, ampliable hasta 20
- × Garantía de distorsión armónica
- × Garantía de factor de potencia
- × Garantía de huecos de tensión

## Estructuras

×

## Seguidores

- × Garantía de los componentes mecánicos de 2 a 4 años
  - × Garantía de los componentes electrónicos de 2 años
-

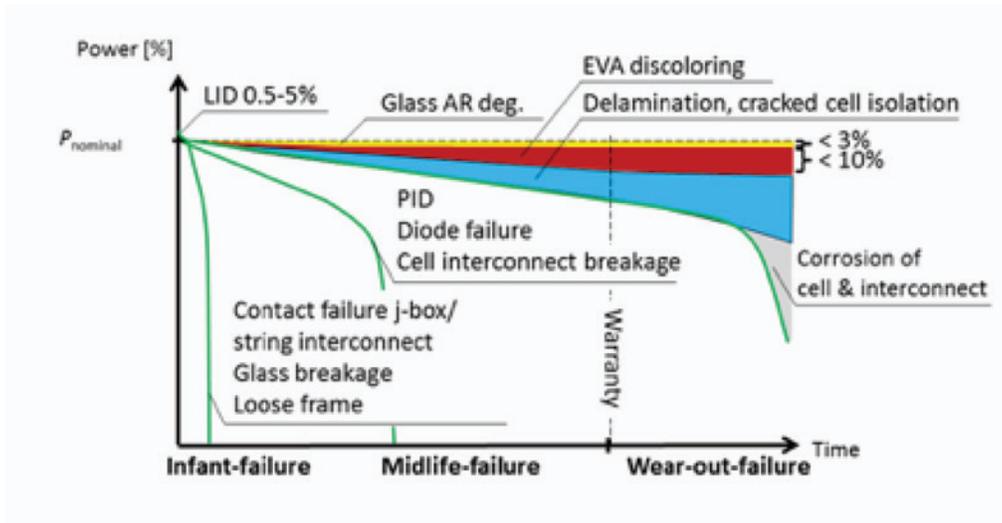


Figura 4-1 Review of failures of Photovoltaic modules, IEA PVPS 2014

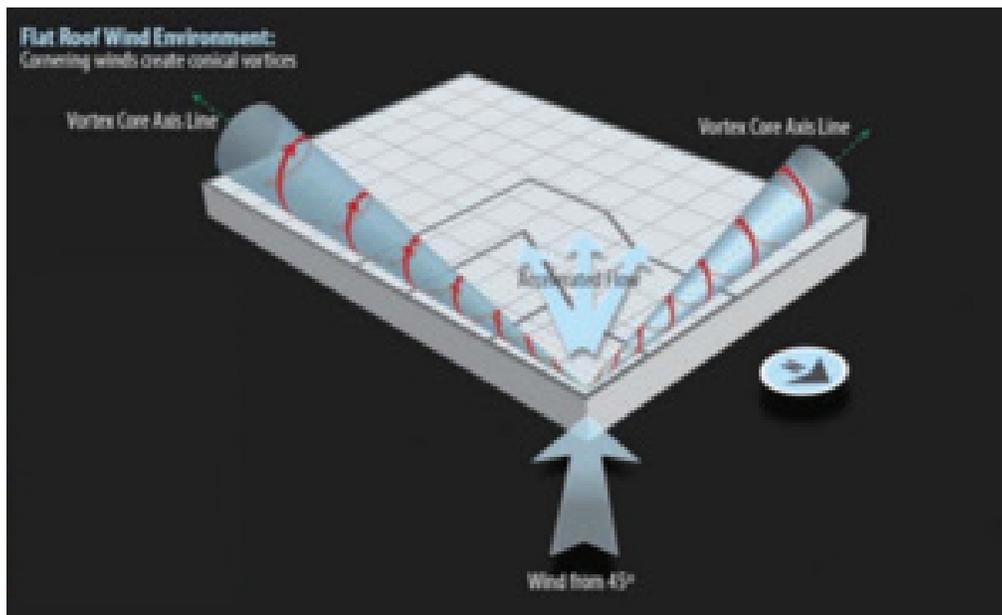


Figura 4-2 Situación tipo vórtice sobre tejados por cortesía de CPP.





# Diseño

El diseño de la planta fotovoltaica implica el estudio del sitio, su implantación y disposición en el terreno, su configuración mecánica y eléctrica y su conexión a la red. Es una parte fundamental de la Due Diligence ya que tiene un impacto directo en la estimación de la producción y en la viabilidad del proyecto desde el punto de vista legal y de ingeniería. Normalmente, el diseño es proporcionado por el desarrollador de la planta en una versión preliminar durante la evaluación del proyecto en desarrollo. Antes de financiar, el diseño final es proporcionado por la constructora, quien se responsabilizará de su correcta adecuación e implantación. El riesgo asociado al terreno lo asumirá la constructora o la propiedad según se defina en el contrato.

El informe de Due Diligence debe incluir::

- ✦ Análisis del diseño civil
- ✦ Análisis del diseño eléctrico en DC y AC
- ✦ Análisis de la conexión a red

A continuación se detallan cada uno de los aspectos mencionados en el cuadro anterior.

## 5.1 ANÁLISIS DEL DISEÑO CIVIL

La revisión del diseño de ingeniería civil incluirá principalmente la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos, los caminos internos, los accesos, las obras de drenaje, las cimentaciones, los movimientos de tierra, la subestación y otros edificios del proyecto.

Para ello, se revisará en detalle los informes que definan las características del terreno del proyecto (ya comentados en la sección 3) tales como informe geotécnico, hidrológico, topográfico, estudio de hincas y estudio sísmico. Así mismo, se revisará toda aquella documentación del proyecto de ejecución que defina el diseño y las especificaciones constructivas de la estructura de soporte de los módulos y del resto de la infraestructura civil, tanto en planos, especificaciones de construcción y hojas de cálculo.

Los siguientes puntos deben revisarse durante el análisis civil:

Tabla 5-1: Revisión del diseño civil

| SECCIÓN  | DESCRIPCIÓN  |
|--|--|
| Revisión de las condiciones de terreno                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Condiciones geotécnicas del sitio, riesgos geológicos y geotécnicos y parámetros geotécnicos estimados de las unidades geológicas y geotécnicas encontradas.</li> <li>× Sismicidad del sitio e incorporación de las cargas sísmicas en el cálculo de la infraestructura sensible (sobre todo estructura de soporte de los módulos).</li> <li>× Revisión de la campaña de hincas para comprobar que el diseño de la cimentación de la estructura de soporte se ha validado.</li> <li>× Las condiciones de corrosividad del suelo y su impacto en las estructuras, así como las recomendaciones sobre las medidas de mitigación necesarias.</li> <li>× Revisión del riesgo de escorrentías, socavación e inundación.</li> <li>× Revisión de la extensión y profundidad estimadas de la inundación para los períodos de retorno requeridos que se han considerado en el diseño de las estructuras de montaje de PV, las carreteras del sitio y la infraestructura sensible.</li> </ul>   |
| Revisión de la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos o seguidor | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Análisis del fabricante de la estructura de soporte y el historial del producto.</li> <li>× Cumplimiento con las certificaciones y estándares reglamentarios relevantes (IBC, AISC, ASCE 7, UL, IEC).</li> <li>× Revisión de la evaluación de diseño de la estructura de soporte por parte de terceros.</li> <li>× Informes de pruebas en túneles de viento, incluida la revisión del riesgo de efectos dinámicos;</li> <li>× Revisión del diseño en detalle mecánico y estructural.</li> <li>× Revisión de las especificaciones de material.</li> <li>× Análisis de carga estructural y mecánica.</li> <li>× Capacidad lateral y axial de las cimentaciones;</li> <li>× Adecuación de la conexión entre la cimentación y las estructuras;</li> <li>× Revisión del diseño del sistema de comunicaciones y control del seguidor (si aplica).</li> <li>× Integración de los módulos en las estructuras.</li> <li>× Revisión de la estrategia de seguimiento y protección (“stow”).</li> <li>× Garantía de los equipos estructurales.</li> </ul> |
| Revisión del resto de infraestructura civil                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Revisión del diseño de los viales y accesos.</li> <li>× Revisión del diseño y cálculo de los elementos de drenaje transversal y longitudinal.</li> <li>× Revisión de las cimentaciones de la subestación, transformadores, inversores, etc.</li> </ul>  |

El diseño civil tiene asociados una serie de riesgos que pueden ser críticos de cara a la viabilidad del proyecto. La Tabla 5 2 detalla estos riesgos que deben ser evaluados durante el proceso Due Diligence. Asimismo la tabla incluye posibles mitigantes a dichos riesgos.

Tabla 5-2: Riesgos del diseño civil

| RIESGO     | DESCRIPCIÓN  | MITIGANTE   |
|------------|--|---|
| Geotécnico | Existe una multitud de características del suelo que pudiera afectar a la estabilidad de la estructura de soporte de los módulos (e.g. microfrazas) y otra infraestructura sensible. | <p>La campaña geotécnica tiene que haber sido completa y haberse enfocado en aquellos potenciales problemas característicos del sitio. Esto pudiera haber requerido de un mayor número de ensayos o la realización de ensayos que no se habían previsto en la campaña inicial.</p> <p>El estudio estructural de la cimentación de la estructura de soporte tiene que haber considerado los parámetros geotécnicos y los riesgos geológicos identificado en el informe geotécnico.</p> |

| RIESGO                                 | DESCRIPCIÓN   | MITIGANTE   |
|--|---|---|
| Socavación                             | Debido a la escorrentía o al viento, podría haber socavación de las hincas de la estructura de soporte si las condiciones del terreno son susceptibles.   | Tanto el informe geotécnico como el hidrológico tienen que haber considerado este riesgo, evaluarlo, cuantificarlo y dar recomendaciones para mitigarlo. El estudio estructural de la cimentación de la estructura de soporte tiene que haber considerado la socavación, si aplicable (quizás se necesite una mayor profundidad de hinca para mitigar el riesgo).   |
| Suelos plásticos                       | Suelos con un índice de alta plasticidad podría ocasionar suelos deformables, contracción e hinchamiento que puede ocasionar tensiones a las estructuras no consideradas en el diseño.  | <p>La campaña geotécnica tiene que haber sido completa y haberse enfocado en aquellos potenciales problemas característicos del sitio. Esto pudiera haber requerido de un mayor número de ensayos o la realización de ensayos que no se habían previsto en la campaña inicial.</p> <p>El estudio estructural de la cimentación de la estructura de soporte tiene que haber considerado los parámetros geotécnicos y los riesgos geológicos identificado en el informe geotécnico.</p> |
| Hidrológico                            | Si el proyecto se encuentra en zona inundable existe un riesgo eléctrico, estructural y de durabilidad de la infraestructura.   | Realización de un informe hidrológico adecuado donde se parametrize la inundación de acuerdo con fuentes fiables. Reconsiderar la localización de la infraestructura sensible o las características de la misma para mitigar el riesgo.   |
| Corrosión de la estructura             | En condiciones de suelo o agua agresiva, la durabilidad del hormigón o el acero y el galvanizado puede verse reducida.  | Análisis químico completo del suelo y del agua en relación a la agresividad. Ensayo de conductividad eléctrica también podría ser necesario. El diseño de la mezcla de hormigón y el espesor de recubrimiento tendrá que adecuarse según NMC-C-155-ONNCCE-2014. El espesor del galvanizado y la sección de sacrificio de los aceros también dependerá de la agresividad del suelo y el agua.  |
| Resistencia al viento de la estructura | La infraestructura sensible, sobre todo la estructura soporte del módulo, tiene que ser resistente a las cargas del sitio (viento, nieve y temperatura) o, en el peor de los casos, podría ocasionar el colapso de la estructura.   | <p>El informe de diseño estructural tiene que considerar las cargas del sitio según normativa aplicable (viento por CFE 2008) y realizar la combinación de cargas y verificaciones estructurales según normativa aplicable.</p> <p>Además, para seguidores y estructuras fijas de menor rigidez se requerirá un informe de modelo de túnel de viento y de turbulencias.</p>   |
| Fijación al suelo de la estructura     | El tipo de cimentación de la estructura de soporte tiene que ser adecuado a las condiciones de terreno y a las cargas aplicadas. Aunque el tipo más común de cimentación sean los perfiles metálicos hincados, no siempre será la cimentación más adecuada en el sitio, por ejemplo, en terrenos con roca superficial, con riesgo de hundimiento o landfills. | Las cimentaciones deben ser calculadas considerando las cargas resultantes del informe de diseño estructural del resto de la estructura de soporte de los módulos. En el caso de que el tipo de cimentación sea perfiles hincados, posteriormente al cálculo, el diseño (sección y profundidad de hincado) deberá verificarse in-situ a través de ensayos horizontales y de pull-out.   |
| Viales                                 | Los viales serán diseñados para que sean duraderos durante la vida útil del proyecto y reducir así el mantenimiento y costos asociados que puedan peligrar el acceso del personal o el cambio de infraestructura pesada (e.g. transformador) si fuera necesario durante la operación de la planta.  | Se realizará diseño de sección transversal, perfiles longitudinales y sección en planta. El diseño de los viales considerará la topografía, el tipo de suelo caracterizado en el informe geotécnico, la hidrología del sitio y la intensidad de tráfico esperada. La parte superior de la capa de rodadura se encontrará por encima del nivel normal de tierras para mejorar su durabilidad y muy seguramente vendrá acompañado de drenaje longitudinal (e.g. cunetas).               |

## 5.2 ANÁLISIS DEL DISEÑO ELÉCTRICO

Durante el análisis del diseño eléctrico se analiza el diseño del Balance de Planta en conjunto con el equipo generador (módulos fotovoltaicos). La interconexión a red es normalmente asesorada y analizada por el CENACE tal y como se explica en la sección 7.4.

Los siguientes factores son de relevancia para la revisión del diseño eléctrico:

Tabla 5-3: Revisión del diseño eléctrico

| SECCIÓN                               | ASPECTOS A CONSIDERAR  |
|---------------------------------------|--|
| Dimensionado del sistema generador DC | <p>El sistema DC contiene módulos, cajas colectoras e inversores mayormente. Los módulos se conectan en serie y en cadenas a los inversores. El sistema debe ser diseñado para evitar que haya malfuncionamiento o pérdidas eléctricas relacionadas con un incorrecto dimensionamiento.</p> <p>La revisión del diseño durante el <i>Due Diligence</i> debe analizar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Cumplimiento con las especificaciones técnicas de los módulos y los inversores.</li> <li>× Verificación de la idoneidad de la selección del inversor desde el punto de vista eléctrico, potencia DC y AC, ratio DC/AC y comportamiento respecto a la temperatura</li> <li>× Comprobación de que se mantiene un ratio DC/AC razonable acorde a la tecnología y el sitio.</li> <li>× Revisión de los diagramas unifilares (SLD)</li> </ul>  |
| Impacto de sombras                    | <p>La planta fotovoltaica tiene que estar diseñada para minimizar las sombras (cercanas y lejanas) sobre los módulos; las cuales tienen un impacto negativo en la producción eléctrica. Por ello, el informe <i>Due Diligence</i> debe verificar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Inclinación y orientación de los módulos adecuada acorde a la latitud y topografía del terreno.</li> <li>× Separación de filas adecuada.</li> <li>× Conexión y disposición de los módulos en las estructuras adecuada.</li> <li>× Distancia adecuada de la valla perimetral y casetas.</li> <li>× Analizar el impacto de la línea de horizonte.</li> </ul>   |
| Dimensionado del cableado             | <p>El cableado debe ser adecuado para facilitar la evacuación de la energía generada y evitar pérdidas eléctricas excesivas o sobrecorrientes indeseadas. Para comprobar esto, el <i>Due Diligence</i> debe:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Analizar estudios de dimensionamiento de cableado proporcionados por el desarrollador o contratista. Cumplir con la normativa NOM-001-SEDE-2012.</li> <li>× Evaluar si el layout de la planta es óptimo con respecto a las distancias de cableado con la intención de reducir las pérdidas eléctricas.</li> <li>× Evaluar las dimensiones del cableado adecuado para mantener las pérdidas eléctricas en valores razonables (por debajo del 2%)</li> <li>× Analizar el dimensionado de las zanjas.</li> </ul>  |
| Dimensionado sistema AC               | <p>El sistema AC contiene transformadores, interruptores, seccionadores, transformadores de medición, bancos de condensadores, equipos auxiliares y reactancias. Los equipos tienen que cumplir con la capacidad mínima y corrientes máximas para evitar pérdidas excesivas y riesgos eléctricos. Durante el proceso <i>Due Diligence</i> se debe comprobar que los siguientes puntos se han llevado a cabo durante la fase de diseño:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Analizar los estudios de cortocircuito (basadas en las normas IEEE 141-1986 e IEC 60909), ampacidad de cable según la norma mexicana NOM-001-SEDE-2012, armónicos (basado en software certificado en comparación con el código de CRE y IEEE Std. 519-2014) y distancias dieléctricas.</li> <li>× Revisión del estudio de flujo de carga, basada en software certificado en comparación con el código de CRE y Nom-001 Sede 2012.</li> <li>× Cumplir con las características técnicas de los equipos y de diseño.</li> <li>× Revisión de los diagramas unifilares (SLD)</li> </ul> |

Además, el diseño de la planta tiene que cumplir con los requerimientos del CENACE para la interconexión, el cual elabora unos estudios que deben ser analizados. Una descripción de los mismos se encuentra en la sección 7.4.

La planta debe cumplir con los siguientes requerimientos de red:

| REQUERIMIENTO     | DESCRIPCIÓN   |
|-------------------|---|
| Tensión           | Las fluctuaciones no deberán exceder un rango de $\pm 5\%$ de tensión nominal y hasta un $\pm 10\%$ en condiciones de emergencia.   |
| Frecuencia        | $57.5\text{Hz} \geq \text{Operación Normal} \leq 62\text{Hz}$   |
| Harmónicos        | Nivel de distorsión armónica total permitido es THDAT= 3.0%   |
| Potencia reactiva | Las Fuentes de Energía interconectadas en media y alta tensión deberán contar como mínimo con capacidad de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto. El sistema será requerido que actúe con factor de potencia 0.894 adelanto o atraso en caso de que el sistema sea capaz.<br><br>Las Fuentes de Energía de capacidad mayor a 10 MW deben participar en el control de tensión. |

An aerial photograph of a large solar farm. The solar panels are arranged in neat, parallel rows on a hillside. The surrounding landscape is covered in dense forest with trees showing autumn colors in shades of green, yellow, and orange. In the far distance, a range of mountains is visible under a clear blue sky, with the iconic snow-capped peak of Mount Fuji being the most prominent feature.

# Estimación de la producción

El estudio de estimación de la producción es uno de los aspectos clave en la evaluación de un proyecto fotovoltaico, puesto que de ello dependen los ingresos del mismo. Por lo tanto, hay que prestar especial atención a todos los parámetros considerados en la misma con el fin de minimizar la incertidumbre asociada a la estimación de la energía.

El informe de Due Diligence debe incluir:

- ✦ Descripción clara de las fuentes de datos de irradiación solar analizadas, incluyendo la motivación para la selección final, la incertidumbre y la variabilidad asociadas
- ✦ Descripción de las asunciones adoptadas en el proceso
- ✦ Estimación de los factores de pérdidas
- ✦ Análisis de la incertidumbre asociada a la estimación de la producción
- ✦ Especificaciones técnicas de los equipos utilizados en la simulación

A continuación se detallan cada uno de los aspectos mencionados en el cuadro anterior.

## 6.1 ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR

El objetivo del análisis del recurso solar es estimar, con la mayor precisión posible, cuál es la irradiación esperada en la localización del proyecto para el largo plazo.

La densidad de estaciones meteorológicas que incluyan medición de la irradiación con sensores de buena calidad, mantenidos y calibrados acorde a recomendaciones del fabricante y que hayan medido durante un periodo mayor a 11 años es bastante escasa en general.

Cuando no se tiene una estación en las inmediaciones de la planta, existen otras bases de datos que se pueden consultar para obtener el recurso solar que se utilizará en el estudio de energía.

A continuación, se describen los aspectos que se deben tener en cuenta para la selección y análisis de las bases de datos disponibles para un emplazamiento en concreto.

Es importante resaltar que siempre es conveniente realizar una comparativa entre diferentes fuentes de datos para evaluar la incertidumbre en la zona.

Tabla 6-1: R

| SECCIÓN                  | ASPECTOS A CONSIDERAR   | ESTÁNDAR DE MERCADO   |
|--------------------------|---|---|
| Confianza de los datos.  | Es importante seleccionar fuentes de datos reconocidas en el sector y aceptadas por las entidades financieras.  |   |
| Período de datos         | El ciclo solar dura aproximadamente 11 años, por lo que idealmente las fuentes utilizadas deberían tener como mínimo dicha duración. Sin embargo, también es importante que la información sea lo más reciente posible.   | N/A   |
| Origen de los datos      | Los datos de irradiación provienen principalmente de dos fuentes: mediciones en el terreno o datos satelitales. También existen algunas fuentes que combinan ambas opciones.  |   |
| <b>DATOS SATELITALES</b> |   |   |
| Resolución espacial      | Entre las diferentes fuentes de datos de satélite existe una gran variedad en la resolución espacial dependiendo del satélite que se utilice y de los algoritmos de escalado. Teniendo en cuenta las dimensiones de una planta solar fotovoltaica actual, la resolución de 3km x 3km que proporcionan algunos suministradores se considera adecuada.  | Los proveedores de datos de satélite más utilizados y conocidos en la industria son:  |
| Validación               | <p>Las metodologías utilizadas en los algoritmos de interpretación de imágenes de satélite desarrolladas para una región puede no producir resultados razonables en otras regiones. Los principales parámetros que influyen en esto son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Diferente tipo de nubes predominantes;</li> <li>× Diferencias en los aerosoles atmosféricos;</li> <li>× Diferencias en el albedo;</li> <li>× Diferentes patrones de viento que influyen en la presencia de sustancias contaminantes en cada región.</li> </ul> <p>El no tener en cuenta las diferencias regionales puede implicar un sesgo sistemático en los datos de satélite. Por ello es importante calibrar los datos de satélite con datos medidos. Esto puede ser específico para el proyecto, en caso de que existan mediciones en la localización del proyecto; o bien puede tratarse de validaciones llevadas a cabo por el propio suministrador de los datos. En este último caso, es importante evaluar la validación realizada en el área del proyecto</p> | <ul style="list-style-type: none"> <li>× SolarGIS</li> <li>× 3Tier/Vaisala</li> <li>× HelioClim</li> <li>× Meteonorm</li> <li>× NASA POWER</li> <li>× Vortex</li> </ul> <p>Los datos de NASA POWER tiene una resolución espacial baja, por lo que no suelen considerarse válidos para un estudio “bancable”</p> |
| <b>MEDICIONES</b>        |   |   |
| Calidad de los sensores  | Existen múltiples sensores en el mercado para la medición de la irradiación solar. Sin embargo, no todos tienen la misma incertidumbre asociada. Por ello, es importante evaluar la calidad de los mismos. Hay dos estándares internacionales que clasifican los sensores de irradiación. Por un lado, el estándar ISO 9060:1990 Solar energy – Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation, que clasifica los sensores como Second Class, First Class y Secondary Standard, siendo estos últimos los de mayor calidad y adecuados para la medición de irradiación para plantas fotovoltaicas. Por otro lado, el estándar IEC 61724-1:2017 Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring, clasifica los sensores como Class A, Class B y Class C, siendo los primeros los de mayor calidad y menor incertidumbre asociada y, por lo tanto, los adecuados para la reducción de la incertidumbre asociada al recurso solar.   | Los datos medidos provienen normalmente de estaciones meteorológicas instaladas previamente en la localización del proyecto, a través del Servicio Meteorológico Nacional o bien de estaciones privadas cercanas que estén dispuestas a proporcionar los datos.   |

| SECCIÓN       | ASPECTOS A CONSIDERAR   | ESTÁNDAR DE MERCADO |
|---------------|---|---------------------|
| Calibración   | <p>Los sensores de irradiación se deben calibrar de acuerdo a las recomendaciones del fabricante, que en la mayoría de los casos es cada dos años, por lo que es importante verificar que los equipos que han estado instalados más de dos años se han calibrado con la periodicidad adecuada revisando los certificados de calibración.</p> <p>Asimismo, se debe verificar que el factor de calibración se ha introducido correctamente en el sistema de adquisición de datos.</p>   |                     |
| Mantenimiento | <p>Los sensores de medición de la irradiación solar se instalan a la intemperie y están, por tanto, afectados por las inclemencias atmosféricas, tales como humedad y suciedad. Por ello, es necesario realizar un mantenimiento periódico que incluya la limpieza del sensor, la comprobación de la inclinación y del estado del desecante que absorbe la humedad. La limpieza del sensor debe ser como mínimo cada dos semanas. Las comprobaciones de la inclinación y el estado del desecante pueden ser más espaciadas.</p>   |                     |
| Consistencia  | <p>Las condiciones en los alrededores de la estación meteorológica pueden cambiar durante el tiempo de medida, por lo que es importante verificar, en la medida de lo posible, si dichas condiciones han cambiado significativamente. Estos cambios se refieren a aspectos tales como la construcción de nuevos edificios en los alrededores o el estado de la vegetación (talas de árboles o falta de poda en los mismos).</p> <p>Para las estaciones que han estado midiendo durante un periodo muy largo de tiempo, conviene también conocer si ha habido cambio de equipos y, en caso de que así sea, confirmar que se han instalado el mismo tipo de sensor.</p> |                     |
| Localización  | <p>La irradiación solar tiene una variabilidad espacial, que depende entre otros de la orografía del terreno, puesto que ésta afecta a los patrones de nubes. En el caso de seleccionar una estación meteorológica que no está exactamente en la localización del proyecto, es importante evaluar la distancia entre ambas localizaciones, así como la presencia de accidentes geográficos que puedan afectar a las condiciones climatológicas, tales como sistemas montañosos o grandes balsas de agua.</p>  |                     |

**TEMPERATURA**

|             |   |  |
|-------------|---|--|
| Temperatura | <p>Además de las fuentes de datos de irradiación, también es importante evaluar las fuentes de datos de temperatura. Generalmente es más sencillo encontrar estaciones meteorológicas con medidas de temperatura para un largo plazo, procedentes por ejemplo de la red de estaciones del Sistema Meteorológico Nacional.</p> <p>A la hora de seleccionar una fuente de datos de temperatura, es importante evaluar, además del periodo de datos disponible, la distancia climática entre la estación y la localización del proyecto. La distancia climática tiene en cuenta tanto la distancia horizontal como la diferencia de altitud, puesto que la altitud influye significativamente en la temperatura.</p> | <p>Servicio meteorológico nacional</p> <p>Datos de satélite como SolarGIS</p> <p>Meteonorm</p> |
|-------------|---|--|

| SECCIÓN                                  | ASPECTOS A CONSIDERAR  | ESTÁNDAR DE MERCADO   |
|--|--|---|
| <b>IRRADIACIÓN EN EL PLANO INCLINADO</b> |  |   |
| <b>Componentes de la irradiación</b>     | <p>La irradiación solar tiene tres componentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Irradiación directa normal (DNI, por sus siglas en inglés): El componente de energía recibido en un área unitaria de la superficie del módulo directamente frente al sol en todo momento. El DNI es de particular interés para instalaciones solares que rastrean el sol.</li> <li>× Irradiación horizontal difusa (DHI, por sus siglas en inglés): La energía recibida en un área unitaria de superficie horizontal a partir de la radiación que se dispersa en la atmósfera o el área circundante.</li> <li>× Irradiación horizontal global (GHI, por sus siglas en inglés): La energía solar total recibida en un área unitaria de una superficie horizontal es el GHI.</li> </ul> <p>los módulos fotovoltaicos se instalan, en la mayoría de los casos, sobre estructuras con un ángulo de inclinación fijo o en sistemas de seguimiento solar, de un eje o de dos ejes. Por lo que para evaluar el recurso disponible para ser transformado en electricidad por los módulos fotovoltaicos, es necesario obtener la irradiación en el plano inclinado (GI).</p> | Normalmente, las estaciones meteorológicas miden únicamente GHI.    |
| <b>Selección de la componente difusa</b> | Todos los modelos de transposición para obtener la GI necesitan la irradiación horizontal difusa (DHI). La componente difusa no se suele medir en las estaciones meteorológicas, por lo que, excepto en contadas ocasiones, no estará disponible en el caso de que la fuente seleccionada sea una estación meteorológica. Por otro lado, las fuentes de satélites normalmente proporcionan sí que proporcionan la componente difusa. No obstante lo anterior, existen modelos estocásticos para estimar la irradiación difusa a partir de la GHI.  | Datos de satélite como SolarGIS<br>Meteonorm<br>PVSyst              |
| <b>Modelos de transposición</b>          | Para obtener la irradiación en el plano inclinado (GI) se utilizan modelos de transposición que, a partir de GHI y DHI estiman la GI.  | Los modelos más utilizados en la industria son:<br>× Hay<br>× Perez |

## 6.2 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

La estimación de la producción de una planta fotovoltaica es un factor clave para evaluar la viabilidad económica del mismo, puesto que determina los ingresos. El objetivo del estudio es estimar la producción media anual durante la vida útil del proyecto con la mayor precisión posible.

Además de la producción de energía, otros parámetros asociados son el rendimiento energético (PR por las siglas en inglés de Performance Ratio) y las horas equivalentes (EY por las siglas en inglés de energy yield).

A continuación se describen los aspectos que se deben tener en cuenta en la estimación de la producción de energía de una planta fotovoltaica, además del recurso ya explicado en el capítulo anterior.

| SECCIÓN                     | ASPECTOS A CONSIDERAR  | ESTÁNDAR DE MERCADO  |           |          |                      |                           |  |                        |          |                    |          |                 |                      |                             |                       |  |
|-----------------------------|--|--|-----------|----------|----------------------|---------------------------|--|------------------------|----------|--------------------|----------|-----------------|----------------------|-----------------------------|-----------------------|--|
| Software de simulación      | <p>Existen en el mercado diversos softwares que modelan tanto la conversión de la irradiación en electricidad en el módulo fotovoltaico como el resto de procesos que afectan a la producción hasta el punto de conexión a red.</p> <p>A la hora de seleccionar el software a utilizar es importante evaluar la validación del mismo con el fin de poder estimar la incertidumbre asociada a dicha simulación.</p> <p>Otro aspecto a tener en cuenta durante la simulación de la producción son los modelos de los componentes, principalmente módulo e inversor. Es importante comprobar que las especificaciones técnicas de cada uno de los equipos incluidas en la simulación coincida con las proporcionadas por el fabricante e incluidas como parte del contrato (tal y como se describe en el siguiente capítulo).</p> | <p>Software de simulación</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× PVSyst</li> <li>× PVSol</li> <li>× RETScreen</li> <li>× HOMER</li> <li>× INSEL</li> <li>× Archelios</li> <li>× Polysun</li> <li>× System Advisory Model (SAM)</li> <li>× Aurora</li> </ul> <p>El software más utilizado en la industria a día de hoy es PVSyst.</p> |           |          |                      |                           |  |                        |          |                    |          |                 |                      |                             |                       |  |
| Diseño                      | <p>Durante el proceso de diseño de una planta fotovoltaica es normal que se produzcan cambios, antes de llegar a la versión final que se utilizará durante la construcción. Por ello, es importante que el informe Due Diligence incluya una descripción del diseño considerado para la simulación con el fin de poder evaluar su validez en caso de que haya cambios en el diseño.</p>  | N/A  |           |          |                      |                           |  |                        |          |                    |          |                 |                      |                             |                       |  |
| Factores de pérdidas        | <p>Las pérdidas que ocurren en una planta fotovoltaica y que se deben tener en cuenta durante la simulación son las siguientes:</p> <table border="0" data-bbox="321 1060 1154 1360"> <tr> <td>Horizonte</td> <td>Sombreado</td> </tr> <tr> <td>Suciedad</td> <td>Ángulo de Incidencia</td> </tr> <tr> <td>Irradiación y temperatura</td> <td>Degradación debida a la exposición solar (LID)</td> </tr> <tr> <td>Calidad de los módulos</td> <td>Mismatch</td> </tr> <tr> <td>Cableado (DC y AC)</td> <td>Inversor</td> </tr> <tr> <td>Transformadores</td> <td>Servicios auxiliares</td> </tr> <tr> <td>Disponibilidad de la planta</td> <td>Disponibilidad de red</td> </tr> </table>  | Horizonte  | Sombreado | Suciedad | Ángulo de Incidencia | Irradiación y temperatura | Degradación debida a la exposición solar (LID) | Calidad de los módulos | Mismatch | Cableado (DC y AC) | Inversor | Transformadores | Servicios auxiliares | Disponibilidad de la planta | Disponibilidad de red | <p>Algunas de las pérdidas se calculan utilizando un software de simulación, mientras que otras son asumidas por el Asesor Técnico en base a su experiencia y la información recibida.</p> <p>Normalmente se incluye una simulación en 3D de la planta con el fin de estimar las pérdidas asociadas al sombreado de los módulos fotovoltaicos, bien por las propias estructuras de los módulos o por obstáculos circundantes tales como edificios o árboles.</p> |
| Horizonte                   | Sombreado  |  |           |          |                      |                           |  |                        |          |                    |          |                 |                      |                             |                       |  |
| Suciedad                    | Ángulo de Incidencia   |  |           |          |                      |                           |  |                        |          |                    |          |                 |                      |                             |                       |  |
| Irradiación y temperatura   | Degradación debida a la exposición solar (LID)   |  |           |          |                      |                           |  |                        |          |                    |          |                 |                      |                             |                       |  |
| Calidad de los módulos      | Mismatch   |  |           |          |                      |                           |  |                        |          |                    |          |                 |                      |                             |                       |  |
| Cableado (DC y AC)          | Inversor   |  |           |          |                      |                           |  |                        |          |                    |          |                 |                      |                             |                       |  |
| Transformadores             | Servicios auxiliares   |  |           |          |                      |                           |  |                        |          |                    |          |                 |                      |                             |                       |  |
| Disponibilidad de la planta | Disponibilidad de red  |  |           |          |                      |                           |  |                        |          |                    |          |                 |                      |                             |                       |  |

| SECCIÓN                                     | ASPECTOS A CONSIDERAR   | ESTÁNDAR DE MERCADO   |
|---|---|---|
| <b>RESULTADOS</b>                           |   |   |
| Rendimiento energético (PR)                 | <p>El PR es una medida utilizada internacionalmente para evaluar el nivel de utilización un sistema fotovoltaico. Se calcula como la fracción de la energía realmente producida con respecto a la energía total máxima producible por dicho sistema.</p> $PR = \frac{E_{Ac}(kWh) \cdot I_{STC} \left(\frac{kW}{m^2}\right)}{P_{STC}(kW) \cdot GI \left(\frac{kWh}{m^2}\right)}$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× EAC es la energía producida por la planta fotovoltaico</li> <li>× ISTC es la irradiancia en condiciones estándar, es decir 1kW/m2</li> <li>× PSTC es la potencia total instalada en la planta</li> <li>× GI es la irradiación en el plano de los módulos fotovoltaicos</li> </ul>  | Los resultados dependen de las características específicas de cada proyecto   |
| Energía neta                                | <p>Es la energía total que se espera que produzca la planta fotovoltaica teniendo en cuenta las condiciones climatológicas (irradiación y temperatura) esperadas en el sitio y el diseño de la misma, una vez se han tenido en cuenta todas las pérdidas que afectan al sistema.</p> $E_{Ac} = \frac{PR(\%) \cdot GI \cdot P_{STC}}{100 \cdot I_{STC}}$   |   |
| Rendimiento específico u horas equivalentes | <p>Es la energía generada por cada kW instalado. También se conoce como factor de rendimiento o Yield Factor en inglés.</p> $Y_F = \frac{E_{Ac}}{P_{STC}} = \frac{PR(\%) \cdot GI \cdot P_{STC}}{100 \cdot I_{STC}}$  |   |
| Factor de capacidad                         | <p>Es la relación entre la producción actual y el rendimiento durante un año si la planta ha operado a potencia nominal durante el año entero.</p>  |   |
| <b>INCERTIDUMBRES</b>                       |   |   |
| Incertidumbre                               | <p>Cualquier estudio de energía, al ser una predicción de futuro, lleva asociada una incertidumbre que es consecuencia de la incertidumbre de los datos de irradiación, de las imprecisiones de la simulación y la incertidumbre asociada a influencias externas tales como el ensuciamiento o desviaciones de los equipos con respecto a sus especificaciones técnicas teóricas.</p> <p>Es importante cuantificar la incertidumbre asociada y asegurarse de que la misma tiene en cuenta lo siguientes parámetros:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Incertidumbre del recurso</li> <li>× Incertidumbre de la simulación</li> <li>× Variabilidad del recurso: depende de la localización.</li> </ul> <p>La cuantificación de la incertidumbre permite proporcionar diferentes escenarios de probabilidad P50, P75, P90 y P99 que se utilizan para realizar test de estrés a los modelos financieros.</p> <p>Un escenario PXX indica que el valor de energía proporcionado se superará con un XX% de probabilidad.</p> | <p>La incertidumbre final depende de las condiciones específicas de cada proyecto. Sin embargo, como guía general se puede considerar que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Incertidumbre del recurso: 2-5%</li> <li>× Incertidumbre de la simulación: ≈5-6%</li> <li>× Variabilidad del recurso: depende de la localización</li> </ul> |

| SECCIÓN                         | ASPECTOS A CONSIDERAR   | ESTÁNDAR DE MERCADO |
|---------------------------------|---|---------------------|
| <b>PRODUCCIÓN A LARGO PLAZO</b> |   |                     |
| Degradación                     | Tal y como se detalla en el capítulo 4, los módulos fotovoltaicos se degradan a lo largo del tiempo, por lo que en la estimación de la energía a largo plazo se debe tener en cuenta dicha degradación. | × Véase sección 5.  |

An aerial photograph of a solar farm. The solar panels are arranged in a grid pattern, with a central grassy area. A large teal overlay covers the bottom half of the image, featuring a white diagonal line and the word "Contratos" in white text.

Contratos

Todos los contratos implicados en el desarrollo, construcción y operación de un proyecto fotovoltaico deben ser revisados por los asesores legales. Sin embargo, existen algunos aspectos que se deben revisar desde el punto de vista técnico durante el proceso de Due Diligence. En las secciones posteriores se detallan dichos aspectos para cada uno de los contratos.

El informe de Due Diligence debe incluir::

- ✦ Revisión de los contratos EPC, incluido el contrato de suministro de equipos si lo hubiera, el contrato O&M, el contrato de interconexión a red y el contrato PPA. En los casos en los que aplica, también se deben revisar los contratos de dirección de proyecto y el contrato de instalaciones compartidas.
- ✦ Descripción de los principales términos técnicos del contrato, así como evaluación de su adecuación con respecto a los estándares del mercado
- ✦ Descripción de las partes y evaluación de los contratistas
- ✦ Revisión del estado del contrato (borrador o firmado) y sus adendas si las hubiera
- ✦ Revisión de las pruebas de aceptación en contratos EPC y de suministro de equipos
- ✦ Revisión de las garantías
- ✦ Revisión de las indemnizaciones por retraso e incumplimiento de garantías
- ✦ Identificación de huecos entre el alcance de los diferentes contratos

En las siguientes secciones se detalla las cláusulas que se deben evaluar durante la revisión de los distintos contratos.

## 7.1 CONTRATO DE INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN (EPC)

Existen diversas estructuras de contratos de construcción, que se pueden dividir en dos grandes grupos:

- ✦ Contrato único llave en mano. Este tipo de contratos es realmente el contrato conocido por sus siglas en inglés como EPC (Engineering, Procurement and Construction). El contratista EPC se encarga en este caso de la ingeniería, el suministro de equipos, la construcción y puesta en marcha de la planta. Se trata de un contrato único y toda la responsabilidad recae en el contratista del mismo.
- ✦ Contratos múltiples. En este caso existe más de un contrato. Un típico ejemplo de este tipo de contratos es una estructura en la que existe un contrato de construcción y los contratos de suministros de equipos son

independientes del mismo. En este tipo de contratos es muy importante analizar en detalle el alcance de cada uno de ellos para verificar que no existen huecos entre ellos de manera que queden partes del alcance de los trabajos que no están contemplados en ninguno de los contratos. En este caso es importante la figura del coordinador de contratos, que puede ser tanto uno de los contratistas como el propietario o una tercera parte contratada a tal efecto.

La Tabla 7 1 detalla las secciones que se deben revisar en un contrato EPC único. Los contratos de suministros se revisan en las siguientes secciones.

Tabla 7-1: Revisión de contrato EPC

| CLÁUSULA           | ASPECTOS A CONSIDERAR   |
|--------------------|---|
| Partes             | Se debe verificar que las partes firmantes del contrato son las adecuadas. Asimismo, es conveniente evaluar las capacidades del contratista.  |
| Fecha de ejecución | Se debe verificar si el contrato es una versión final ya firmada o bien se trata de un borrador en fase de negociación.   |
| Potencia instalada | Es importante revisar cómo se define la potencia instalada en el contrato.<br>Se debe comprobar que existe un modo de verificar que la potencia instalada coincide con la potencia del contrato.<br>Las opciones más comunes de definir la potencia instalada son: <ul style="list-style-type: none"> <li>× Potencia DC en base a la potencia nominal de los módulos</li> <li>× Potencia mínima DC que se verificará en base a los flash-tests</li> <li>× Potencia AC de los inversores</li> </ul>  |
| Precio             | Existen dos modalidades de precio predominantes: <ul style="list-style-type: none"> <li>× Precio fijo</li> <li>× Precio por unidad de potencia (W) instalada.</li> </ul> En el caso de que se opte por la segunda opción, el contrato debe incluir una metodología para verificar la potencia instalada final. Normalmente esto se realiza en base a flash-tests o a la potencia nominal de los módulos.  |
| Hitos de pago      | Se debe verificar que los hitos de pago están supeditados a avances en la construcción. En caso contrario, se debe evaluar qué métricas se van a utilizar para confirmar que el avance de la construcción es adecuado.  |
| Retención de pagos | Se debe comprobar que, en el caso de que en el momento de aceptación provisional falten algunos trabajos por completar, el propietario puede no realizar el pago correspondiente a dichos trabajos hasta que se hayan completado.   |
| Alcance            | En la definición del alcance de los trabajos se deben verificar si están incluidos los siguientes puntos, y, en caso contrario, que éstos están cubiertos por algún otro contrato: <ul style="list-style-type: none"> <li>× Diseño e ingeniería</li> <li>× Especificaciones técnicas el diseño de la planta y de los equipos. Dicha descripción debe incluir todos los equipos, sistemas auxiliares y estaciones meteorológicas</li> <li>× Adquisición y entrega en planta de los equipos, en caso de estar incluido. Se debe incluir también el programa de control de calidad de los módulos.</li> <li>× Punto de conexión</li> <li>× Permisos responsabilidad del contratista</li> <li>× Puesta en marcha de la planta</li> <li>× Suministro inicial de repuestos</li> </ul> |

| CLÁUSULA                             | ASPECTOS A CONSIDERAR  |
|--------------------------------------|--|
| Exclusiones                          | En el caso de que exista alguna exclusión en el alcance, se debe confirmar que esté cubierto de otra manera, bien contractualmente o económicamente.   |
| Riesgo de terreno                    | En el contrato se debe definir correctamente quién asume el riesgo relativo a que las características del terreno no sean las inicialmente definidas y esto suponga alguna variación en el contrato.   |
| Programa de construcción             | <p>El contrato debe incluir un programa de construcción detallado por tareas. En dicho programa se debe verificar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× La fecha esperada de comienzo de la operación se ajusta a los plazos de todos los permisos y contratos incluyendo un margen para hacer frente a posibles retrasos</li> <li>× Evaluar que la ratio de instalación de MW por semana es razonable.</li> </ul>  |
| Mantenimiento/<br>Riesgo de pérdidas | El contrato debe especificar quién es el responsable de la seguridad del emplazamiento.  |
| Indemnización por retrasos           | <p>El contrato debe definir la indemnización que debe pagar el contratista en caso de que el comienzo de la operación comercial de la planta se retrase.</p> <p>Se debe confirmar que dicha indemnización cubra el lucro cesante.</p> <p>Es importante verificar que la fecha máxima de entrega no supera los plazos del contrato de venta de energía y/o permisos pertinentes. En tal caso, esto debe ser motivo de rescisión del contrato.</p>   |
| Requisitos de completación           | Se debe comprobar que, en el caso de que en el momento de aceptación provisional falten algunos trabajos por completar, el propietario puede no realizar el pago correspondiente a dichos trabajos hasta que se hayan completado.  |
| Pruebas de aceptación provisional    | <p>Las pruebas de aceptación provisional deben incluir lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Inspección visual de la planta</li> <li>× Pruebas eléctricas para garantizar los sistemas de seguridad y la respuesta frente a transitorios</li> <li>× Inspección termográfica</li> <li>× Medidas de curva I-V de una muestra de strings</li> <li>× Prueba de rendimiento</li> <li>× Electroluminiscencia de una muestra de módulos</li> </ul>   |
| Requisitos de aceptación final       | <p>El contrato debe incluir los siguientes requisitos para la aceptación final de la planta</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Superar las pruebas de aceptación final; y</li> <li>× Alcanzar el nivel de rendimiento garantizado.</li> </ul>  |
| Prueba de rendimiento                | <p>El contrato debe definir claramente en qué consiste la prueba de rendimiento, incluyendo, como mínimo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Duración</li> <li>× Nivel de irradiación mínima considerada</li> <li>× Resolución de los datos</li> <li>× Disponibilidad mínima de la planta</li> <li>× Disponibilidad mínima de los datos</li> <li>× Valor de rendimiento mínimo</li> <li>× Fórmula para el cálculo del rendimiento</li> </ul> <p>En el caso de ser necesario realizar algún ajuste en la fórmula para la realización de la prueba para la aceptación final con respecto a la aceptación provisional, tales como ajustes por degradación, se debe explicar claramente en el contrato. Idealmente, se debe incluir una prueba de rendimiento en la mitad del período de garantía (típicamente, 1 año después de la aceptación provisional).</p> |

| CLÁUSULA                           | ASPECTOS A CONSIDERAR  |
|------------------------------------|--|
| Garantías bancarias                | <p>Dentro del contrato EPC se pueden ver las siguientes garantías:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Garantía durante la construcción - desde la notificación de comienzo hasta la aceptación provisional</li> <li>× Garantía durante el período de garantía - desde la aceptación provisional hasta la aceptación final</li> <li>× Garantía de la empresa matriz.</li> </ul>   |
| Garantía del contrato              | <p>El contrato debe incluir un período de garantía durante el cual el contratista será responsable de reparar cualquier defecto que se identifique.</p>  |
| Garantía de equipos                | <p>Si el contrato incluye el suministro de equipos, deben estar especificadas las garantías de cada uno de ellos.</p>  |
| Garantía de rendimiento            | <p>El contrato debe incluir una garantía de correcto funcionamiento que será evaluada al final del período de garantía. Idealmente, se debe incluir una prueba de rendimiento en la mitad del período de garantía (típicamente, 1 año después de la aceptación provisional).</p> <p>Existen distintas modalidades de esta garantía, tales como:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Garantía de Performance Ratio (PR)</li> <li>× Garantía de producción</li> <li>× Garantía de factor de capacidad</li> </ul> <p>Sea cual sea la garantía de rendimiento incluida en el contrato, se debe comprobar que tiene en cuenta la influencia de las condiciones climatológicas.</p> <p>Asimismo, se debe comprobar que el nivel de rendimiento garantizado es adecuado de acuerdo al estudio de estimación de la energía realizado.</p> |
| Indemnización por bajo rendimiento | <p>En el caso de que no se alcance el nivel de rendimiento y/o producción garantizado, el contrato EPC debe incluir una indemnización al propietario.</p>  |
| Bonificación por alto rendimiento  | <p>En algunos contratos se incluye una bonificación para el contratista en el caso de que el rendimiento sea mejor que el rendimiento garantizado. En el Due Diligence se debe verificar que el nivel a partir del cual se recibe bonificación es superior a el rendimiento esperado de acuerdo con el estudio de energía.</p>   |
| Repuestos                          | <p>El contratista debe proporcionar la lista inicial de repuestos. El contrato debe especificar si el contratista también debe suministrar dichos repuestos y quién se hace cargo del coste de los mismos.</p>   |
| Lista de pendientes                | <p>En el contrato se especificar que la lista de pendientes no debe afectar a la seguridad, operabilidad o fiabilidad de la planta.</p> <p>En ocasiones se define que el valor total de los trabajos incluidos en la lista de pendientes no debe ser mayor que porcentaje definido del precio de contrato.</p>   |
| Seguros                            | <p>En la revisión del contrato se debe verificar que en el mismo se estipula qué pólizas de seguro debe contratar cada una de las partes.</p>  |
| Fuerza mayor                       | <p>En el contrato se debe definir la fuerza mayor. En el caso que dicha definición haga referencia a condiciones climatológicas significativamente diferentes que las condiciones de diseño, se debe definir cuáles son los límites considerados como condiciones climatológicas normales.</p>   |
| Terminación de contrato            | <p>Las cláusulas de rescisión son principalmente comerciales, sin embargo, se debe verificar que existe la posibilidad de rescindir el contrato los siguientes casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× No se superen las pruebas de aceptación</li> <li>× La fecha de entrega supere la fecha límite para la puesta en marcha según alguno de los permisos o el contrato de compra-venta de energía</li> <li>× La indemnización supera el límite de responsabilidad establecido</li> </ul>   |

## 7.2 CONTRATO DE SUMINISTRO DE EQUIPOS

Tal y como se explica en el apartado anterior, en algunos casos el suministro de uno o varios de los equipos principales (módulos, inversores, estructuras y/o transformadores) se regulan por un contrato separado. En la Tabla 7 2 se detallan las cláusulas que se deben revisar durante el proceso *Due Diligence*.

Tabla 7-2: Revisión de contratos de suministros

| CLÁUSULA                      | ASPECTOS A CONSIDERAR   |
|-------------------------------|---|
| Partes                        | Se debe verificar que las partes firmantes del contrato son las adecuadas.  |
| Fecha de ejecución            | Se debe verificar que la fecha de ejecución está en línea con el cronograma del proyecto.   |
| Alcance del trabajo           | <p>El alcance del contrato debe definir claramente los siguientes puntos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Número y modelo de equipos que deben ser suministrados<br/>Es importante que el contrato no solo incluya el número de equipos, sino la potencia individual de cada uno de ellos. En el caso de los módulos, debe estar claramente definido qué potencia considerar para verificar la potencia entregada. Ésta puede ser la potencia nominal según las especificaciones técnicas o bien la potencia según Flash-test.</li> <li>× Punto de entrega y condiciones de entrega<br/>Es importante que el punto de entrega esté claramente definido. En el caso de que el punto de entrega difiera de la localización del proyecto, debe asegurarse que o bien el contratista EPC o bien el propietario se encarga de organizar el transporte desde el punto de entrega hasta la planta.<br/>Asimismo, el contrato debe especificar el calendario de entrega, definiendo la cantidad y/o potencia de equipos que se entregará en cada una de las entregas previstas. Se debe verificar que dicho calendario coincide con el cronograma de construcción del contrato EPC.</li> <li>× Pruebas de calidad<br/>El vendedor permitir el acceso del comprador o una tercera parte en representación del mismo a las instalaciones de producción con el fin de realizar inspecciones de calidad durante la producción.<br/>Además, el vendedor deberá proporcionar toda la documentación relativa a las Pruebas de Aceptación en Fábrica (FAT por sus siglas en inglés). En el caso de los módulos, se debe definir los criterios de aceptación de los módulos.</li> <li>× Pruebas en la recepción en el sitio y después de la instalación.<br/>El contrato también debe especificar qué pruebas serán realizadas una vez que los módulos se han entregado e instalado, tales como inspección visual, electroluminiscencia o termografía.</li> </ul> |
| Garantías                     | <p>El contrato de suministro de equipos debe incluir la definición de la garantía de los equipos objeto del suministro.</p> <p>Asimismo, el contrato debe incluir la definición de “Defecto de serie”.</p> <p>En el caso del suministro de módulos, la garantía también debe incluir la garantía de degradación. Es importante verificar que el titular de la garantía pasará a ser la empresa vehículo de la planta fotovoltaica.</p>  |
| Precio e hitos pago           | El contrato debe definir tanto el precio total del contrato como los hitos de pago.   |
| Indemnizaciones               | El contrato debe definir la indemnización aplicable en caso de retraso en la entrega. Se debe verificar que la indemnización cubre el lucro cesante.  |
| Limitación de responsabilidad | El contrato debe definir la responsabilidad máxima asumida por el vendedor. Se debe confirmar que el límite es suficientemente amplio como para cubrir la indemnización por retraso. Además, se debe verificar que alcanzar dicho límite es un motivo para la rescisión del contrato.   |

| CLÁUSULA                           | ASPECTOS A CONSIDERAR   |
|------------------------------------|---|
| Exclusiones                        | El contrato debe definir exclusiones al mismo. Se debe verificar que las exclusiones son razonables y no incluyen acciones normales en el almacenamiento, instalación, operación y/o mantenimiento de los equipos.  |
| Repuestos                          | Se debe verificar que el número de equipos o la potencia definida en el contrato de suministro incluye el número de repuestos definido en el contrato EPC.  |
| Cláusulas de rescisión de contrato | Las cláusulas de rescisión son principalmente comerciales, sin embargo, se debe verificar que existe la posibilidad de rescindir el contrato los siguientes casos: <ul style="list-style-type: none"> <li>× Debido al retraso se sobrepasará la fecha límite de entrega de la planta de acuerdo a los permisos y/o contratos de compra-venta de energía; y</li> <li>× No se superan las pruebas de aceptación acordadas.</li> </ul> |

## 7.3 CONTRATO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Después de la puesta en marcha de la planta fotovoltaica, debe entrar en vigor el contrato de Operación y Mantenimiento. El adecuado mantenimiento de una planta permitirá maximizar la producción y la vida útil de la planta.

Existen diversas estrategias de operación y mantenimiento de una planta que dependen del perfil del propietario de la misma, y el perfil de costes diseñados durante la financiación de la misma. En líneas generales se pueden dividir los contratos en dos grandes grupos:

- × Alcance total. Este tipo de contratos incluyen el mantenimiento preventivo y el correctivo. Este tipo de contratos suelen ser más caros debido al riesgo que asume el contratista, pero por otro lado permiten tener una visibilidad de los costes a largo plazo.
- × Alcance parcial. Este tipo de contratos incluyen mantenimiento preventivo, mientras que el mantenimiento correctivo normalmente se factura de acuerdo al trabajo realizado en base a unas tarifas horarias o diarias acordadas en el contrato. Este tipo de contrato tiene unos costes fijos más bajos, sin embargo se debe provisionar una cierta cantidad de dinero para hacer frente a los trabajos correctivos requeridos.

En ambos casos el contrato suele incluir la monitorización de la planta, la seguridad y la gestión de repuestos. La Tabla 7.3 detalla los aspectos técnicos a considerar en la revisión del contrato de operación y mantenimiento durante el proceso Due Diligence.

Tabla 7-3: Revisión de contrato de operación y mantenimiento

| CLÁUSULA           | ASPECTOS A CONSIDERAR  |
|--------------------|--|
| Partes             | Se debe verificar que las partes firmantes del contrato son las adecuadas. Asimismo, es conveniente evaluar las capacidades del contratista.   |
| Fecha de ejecución | Se debe verificar que la fecha de ejecución sea previa a la fecha de comienzo del contrato.  |
| Fecha de comienzo  | Se debe verificar que la fecha de comienzo del contrato es la fecha de emisión del certificado de aceptación provisional, de forma que no hay ningún periodo de tiempo entre la finalización del contrato EPC y el comienzo del contrato de operación y mantenimiento. |
| Duración           | Se debe evaluar cuál es la duración del contrato   |

| CLÁUSULA                                 | ASPECTOS A CONSIDERAR   |
|--|---|
| <p><b>Precio</b></p>                     | <p>El contrato debe especificar el precio de los servicios. Según el tipo de contrato, se pueden encontrar distintas formas de definir el precio:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Precio fijo anual</li> <li>× Precio anual por MWp</li> <li>× Precio horario por servicios adicionales</li> </ul> <p>Es importante evaluar el precio conjuntamente con el alcance, así como la provisión en el modelo financiero de otros gastos en caso de que el alcance del contrato no sea completo.</p>  |
| <p><b>Incremento</b></p>                 | <p>Se debe revisar si se considera un incremento del precio durante el tiempo de vigencia, y comprobar que éste está incluido en el modelo financiero.</p>  |
| <p><b>Alcance</b></p>                    | <p>El contrato debe proporcionar una descripción detallada del alcance del proyecto. Debe quedar claro si los siguientes aspectos están incluidos en el alcance o bien se consideran servicios adicionales:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Personal presente en la planta y/o tiempo de respuesta si procede</li> <li>× Monitorización de la planta</li> <li>× Seguridad de la planta</li> <li>× Limpieza de los módulos – se debe indicar además la periodicidad de la misma.</li> <li>× Mantenimiento de la vegetación</li> <li>× Pruebas anuales tales como termografía o medición de curvas I-V</li> <li>× Mantenimiento correctivo</li> <li>× Gestión de repuestos</li> <li>× Frecuencia de informes de estado de la planta</li> </ul> <p>Se debe aclarar en quién recae el coste de los repuestos.</p> <p>Se debe evaluar si el precio del contrato está en línea con el alcance del mismo.</p> |
| <p><b>Subcontratistas</b></p>            | <p>El contrato debe definir si la contratación de parte del alcance a un subcontratista está permitida, y quién es responsable de la actuación de dicho contratista.</p>  |
| <p><b>Exclusiones</b></p>                | <p>En el caso de existir alguna exclusión al alcance, éstas deben estar claramente definidas en el alcance. Así mismo, se debe especificar si, en caso de ser necesario llevar a cabo las tareas excluidas del alcance, el contratista se encargará de llevarlas a cabo y/o subcontratarlas. En tal caso el contrato debe especificar cómo se gestionará el coste asociado (coste horario, se acordará el precio antes de proceder, etc.). Algunos ejemplos de exclusiones son limpiezas o control de vegetación adicionales o costes de repuestos de algunos equipos.</p>  |
| <p><b>Garantía bancaria</b></p>          | <p>Se debe verificar si el contrato incluye algún tipo de garantía bancaria</p>   |
| <p><b>Garantía de disponibilidad</b></p> | <p>Los contratos de operación y mantenimiento deben incluir alguna garantía con respecto al correcto cumplimiento de las tareas. Una de las más comunes es la garantía de disponibilidad. Con respecto a dicha garantía se deben tener en cuenta los siguientes puntos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Disponibilidad garantizada</li> <li>× Fórmula utilizada para el cálculo de la disponibilidad</li> <li>× Exclusiones de la disponibilidad</li> </ul> <p>Existen contratos que incorporan la componente rendimiento de la planta a la estructura de las garantías, ya sea a través de la clásica garantía de PR o fórmulas más novedosas como la disponibilidad en base energía. Estos contratos suelen ser más caros por asumir el contratista una mayor responsabilidad y riesgo.</p>  |

| CLÁUSULA   | ASPECTOS A CONSIDERAR  |
|--|--|
| Indemnización por incumplimiento de disponibilidad | El contrato debe definir la indemnización en caso de que no se cumpla con la garantía garantizada. Dicha indemnización debe cubrir el lucro cesante.   |
| Garantía de rendimiento                            | En el caso de incluir una garantía de rendimiento, el contrato debe definir claramente la metodología para el cálculo del rendimiento.   |
| Indemnización por incumplimiento de rendimiento    | Si el contrato incluye garantía de rendimiento, debe haber una indemnización asociada en caso de incumplimiento. En tal caso, se debe verificar que dicha indemnización cubre el lucro cesante.  |
| Bonificación por optimización                      | Algunos contratos incluyen una bonificación en caso de que la disponibilidad o el PR estén por encima de lo garantizado. Este tipo de cláusulas son más comerciales que técnicas.  |
| Servicio de garantía                               | El contrato debe especificar si la gestión de reclamaciones de garantías de los equipos está incluida dentro del alcance.  |
| Personal y tiempo de respuesta                     | El contrato debe definir tanto en número como en tiempo el personal presente en planta. En el caso de que dentro del alcance no esté incluido personal en planta, el contrato debe definir el tiempo de respuesta máximo en función del tipo de fallo.   |
| Monitorización                                     | El contrato debe indicar si la monitorización remota está incluida dentro del alcance.   |
| Repuestos  | El contrato debe explicitar si la gestión y el coste de los repuestos están incluido dentro del alcance del mismo.   |
| Fuerza mayor                                       | El contrato debe definir qué se entiende por fuerza, el plazo para alegar fuerza mayor, así como la posibilidad de terminar el contrato en caso de que dicho evento dure más de un determinado periodo de tiempo.  |
| Limitación de responsabilidad                      | El contrato debe incluir una cláusula indicado el límite máximo de responsabilidad. Se debe comprobar que dicho límite sea suficientemente alto para que la indemnización por incumplimiento de garantías.   |
| Cláusulas de rescisión                             | Las cláusulas de rescisión son principalmente comerciales, sin embargo, se debe verificar que existe la posibilidad de rescindir el contrato los siguientes casos: <ul style="list-style-type: none"> <li>× La disponibilidad cae por debajo de un límite establecido;</li> <li>× No se cumple de forma reiterada con los tiempos de respuesta acordados;</li> <li>× alguna acción del contratista supone la pérdida de alguno de los permisos necesarios para la operación de la planta y/o la rescisión del contrato de compra-venta de energía; o</li> <li>× La indemnización supera el límite de responsabilidad establecido.</li> </ul> |

## 7.4 CONTRATO DE INTERCONEXIÓN A LA RED

En México, El CENACE presenta las reglas que definen las especificaciones técnicas de interconexión de centrales eléctricas a la Red Nacional de Transmisión (“RNT”). Con el fin de obtener un contrato de interconexión, se debe pasar por un proceso durante el cual se determinan las obras necesarias y los instrumentos contractuales que deberá cumplir el solicitante de una interconexión a la red.

El proceso de interconexión está dado por tres estudios, los cuales consisten en un conjunto de análisis realizados por el CENACE, que tiene por objeto determinar los requerimientos para llevar a cabo la interconexión, así como las necesidades de mejora o refuerzos a la RNT, para asegurar el cumplimiento con los estándares de confiabilidad y las disposiciones operativas del mercado.

Dicho estudios son:

- ✖ Estudio Indicativo: tiene como objetivo principal retroalimentar al solicitante para que evalúe la factibilidad de su proyecto, este estudio analiza de manera preliminar el impacto que se tiene en el Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”) si se interconecta el proyecto bajo estudio.
- ✖ Estudio de Impacto en el Sistema: tiene como finalidad evaluar de una manera detallada el impacto que se tiene en el SEN si se interconecta el proyecto. Para estos efectos, se realizan estudios con el objeto de determinar los requerimientos de infraestructura para la interconexión que se requieren para asegurar que se cumpla con los estándares de confiabilidad y las disposiciones operativas, sin limitaciones de la potencia de salida del proyecto.
- ✖ Estudio de Instalaciones: tiene como finalidad documentar por parte del CENACE la cantidad, características de los elementos y equipos, así como los costos estimados para llevar a cabo las obras de interconexión.

El proceso de interconexión tiene una duración de entre 6 a 12 meses, una vez aceptado el estudio de instalaciones y entregada la garantía financiera a CENACE, basada en la cifra estimada en dicho estudio, se procede a firmar el contrato de interconexión a la red con CFE Transmisión.

A continuación, se detallan las cláusulas del contrato de interconexión que se deben revisar durante el proceso *Due Diligence*.

Tabla 7-4 Contrato de interconexión

| CLÁUSULA                                    | ASPECTOS A CONSIDERAR   |
|---|---|
| Partes                                      | Se define a el solicitante y al transportista.  |
| Fecha de ejecución                          | Encontrada al cierre del contrato.  |
| Duración                                    | 30 años a partir del inicio de la vigencia del permiso de generación otorgado por la CRE.   |
| Fechas clave                                | Fecha de inicio de vigencia del permiso de generación.<br>Fecha de entrada de operación del proyecto.   |
| Punto de interconexión                      | Se define el punto de interconexión del proyecto en el cual se realizará la medición de energía para la facturación, suele estar definido como una subestación existente o un punto entre dos líneas de transmisión ambas propiedades de CFE.   |
| Infraestructura de interconexión            | Definida en el estudio de instalaciones, dicha infraestructura representa los requisitos mínimos que el proyecto debe cumplir para conectarse en el punto de interconexión. En esta se detallan las características técnicas de la línea de transmisión, de la subestación del proyecto y las adecuaciones que se deben realizar en el punto de interconexión del proyecto. |
| Costo de las instalaciones de interconexión | Dicho costo es estimado por CFE al realizarse el estudio de instalaciones, cabe resaltar que no es obligación del proyecto el contratar estos servicios exclusivamente a CFE.   |
| Costo por mejoras a la red                  | Los requerimientos de infraestructura para la interconexión inicialmente enlistados por CFE Transmisión en el estudio de instalaciones pueden verse aumentados a partir de una revisión detallada por parte de CFE Transmisión.   |
| Garantía financiera                         | Parte de los requisitos para la ejecución del contrato de interconexión, el monto a cubrir debe equivaler a la estimación realizada por CFE de los costos de adecuaciones e infraestructura a realizar como parte de la interconexión.  |
| Tipo de generador y potencia                | Se define el tipo de central eléctrica (por ejemplo: solar, eólica, ciclo combinado), la capacidad máxima en AC del proyecto y la tensión nominal en kV a la que se realizará la interconexión.   |
| Requerimientos operacionales                | Definidos en el estudio de impacto al sistema, representan los requisitos que deben cumplir los equipos del proyecto durante la operación del mismo.  |

## 7.5 CONTRATO DE COMPRA-VENTA DE ENERGÍA (PPA)

El contrato de compra-venta de energía o Power Purchase Agreement (PPA) es uno de los contratos más importantes del Proyecto, ya que en este se establecen los principales ingresos del Proyecto, los cuales se obtienen mediante la venta de energía, certificados de energía o potencia. En México, estos contratos se pueden caracterizar en dos tipos:

- ✦ Venta a la Comisión Federal de Electricidad por medio de subastas; y
- ✦ Venta a particulares.

En esta sección se explica la estructura de los contratos PPA.

Tabla 7-5: Revisión del contrato de compra-venta de energía

| CLÁUSULA                      | ASPECTOS A CONSIDERAR  |
|-------------------------------|--|
| Partes                        | Se debe verificar que las partes firmantes del contrato son las adecuadas.   |
| Fecha de ejecución            | Se debe verificar si el contrato es una versión final ya firmada o bien se trata de un borrador en fase de negociación.  |
| Fecha efectiva                | Es importante verificar la fecha efectiva del contrato, ya que esta puede ser una fecha diferente a la fecha de ejecución.   |
| Productos Contratados         | En contrato debe definir qué productos de la generación serán entregados. Los productos en México suelen ser: <ul style="list-style-type: none"> <li>✦ Compra-venta de Energía (MWh)</li> <li>✦ Compra-venta de Certificados de Energía Limpia (CELs)</li> <li>✦ Compra-venta de Potencia (MW)</li> </ul>  |
| Plazo                         | En el contrato se debe definir el plazo durante el cual se realizará la entrega de los productos correspondientes. El plazo de entrega de cada uno de los productos puede diferir, por lo que será importante especificar el plazo de entrega de cada uno.   |
| Precio Contratado             | El valor del contrato está definido en un precio fijo por unidad de producto entregada, se debe verificar que el precio del producto este claramente establecido. El contrato también deberá de especificar el parámetro para la actualización del precio durante la duración de este.   |
| Capacidad Contratada          | El contrato debe definir claramente la cantidad de productos contratados que serán entregados. Es importante verificar que el total de energía y potencia comprometidos en el contrato, se encuentren de acuerdo a la Estimación de Producción del Proyecto  |
| Energía Garantizada           | La energía comprometida anual se puede dividir en forma de períodos para su facturación. El contrato debe incluir los mecanismos mediante los cuales se compensará la energía no generada durante períodos de baja producción, así como el destino de la energía excedente en periodos de alta producción.   |
| Indemnización por Rendimiento | El contrato debe incluir el mecanismo de obtención de productos en caso de incumplimiento en la entrega por parte del vendedor. Entre los mecanismos de obtención de productos se incluyen el descuento sobre el precio del contrato, así como penas adicionales por la no entrega de los productos contratados. Estas penas adicionales pueden ser descontadas del pago realizado por el vendedor, de manera adicional a el descuento por la energía no entregada. Es importante verificar que no existan multas o sanciones de organismos gubernamentales o del operador de la red en caso de no entregar la totalidad de los productos contratados. |

| CLÁUSULA                      | ASPECTOS A CONSIDERAR  |
|-------------------------------|--|
| Hitos Garantizados            | El contrato puede incluir la fecha esperada de alcance de los hitos de desarrollo y construcción más importantes, los cuales se deberán ir cumpliendo para llegar a la Fecha de Operación Comercial. El no cumplimiento de estos hitos puede ser causante de indemnizaciones por retrasos adicionales.   |
| Indemnización por retrasos    | El contrato debe definir la indemnización que debe pagar el vendedor en caso de que el comienzo de la operación comercial de la planta se retrase o los hitos de construcción no se cumplan en la fecha establecida.   |
| Restricciones de entrega      | Es importante revisar si el contrato incluye una estimación de restricciones de entrega. El contrato deberá incluir las obligaciones del vendedor y el comprador en caso de existir restricciones previstas y no previstas, por parte del operador de la red y del vendedor.   |
| Punto de entrega              | <p>El contrato deberá establecer claramente el punto de entrega de los productos, el equipo que se utilizará para su medición y las responsabilidades de mantenimiento de este.</p> <p>El Punto de Entrega podrá ser el Punto de Interconexión localizado en una Subestación propiedad de la CFE. El equipo utilizado para la medición deberá ser suministrado o acreditado por CFE y el mantenimiento será responsabilidad del vendedor</p>   |
| Centros de carga              | En caso de realizar la venta de productos a un particular, el contrato debe establecer los centros de carga a los cuales se suministrará la energía. Estos deben de estar establecidos claramente dentro del contrato. La entrega de los productos en dicho punto, puede conllevar costos de transmisión los cuales deberán incluirse en el contrato.  |
| Orden de prelación            | En caso de existir más de un centro de carga, el contrato debe de incluir la prelación en la entrega de los productos.   |
| Terminación anticipada        | En el contrato se deben definir los eventos que pueden causar incumplimiento y eventos de fuerza mayor en el contrato. Se deben revisar los pazos establecidos en cada caso para poder proceder con la terminación anticipada del contrato.  |
| Garantías bancarias           | <p>Dentro del contrato EPC se pueden ver las siguientes garantías:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Garantía por parte del vendedor;</li> <li>× Garantía por parte del comprador.</li> </ul> <p>La garantía por parte del vendedor deberá permanecer hasta que el Proyecto alcance COD. En caso de no alcanzar COD, el vendedor deberá aumentar la garantía de forma mensual hasta alcanzar COD.</p> <p>Respecto a la garantía por parte del comprador, normalmente esta se entrega posteriormente a la COD y permanece durante la vigencia del contrato.</p>  |
| Indemnización por Rendimiento | El contrato debe incluir el mecanismo de obtención de productos en caso de incumplimiento en la entrega por parte del vendedor. Entre los mecanismos de obtención de productos se incluyen el descuento sobre el precio del contrato, así como penas adicionales por la no entrega de los productos contratados. Estas penas adicionales pueden ser descontadas del pago realizado por el vendedor, de manera adicional a el descuento por la energía no entregada. Es importante verificar que no existan multas o sanciones de organismos gubernamentales o del operador de la red en caso de no entregar la totalidad de los productos contratados. |



Riesgos  
Ambientales y  
sociales

Los riesgos ambientales y sociales se consideran dentro de los riesgos más altos del proyecto debido a que la ausencia de cumplimiento con normas ambientales y sociales puede resultar en el paro del proyecto. La revisión de los estatus de los permisos asociados a evaluaciones específicas es indispensable, así como la revisión del cumplimiento o plan de cumplimiento con posibles condicionantes.

El informe *Due Diligence* debe incluir la revisión de los siguientes permisos y/o documentos que se detallan a continuación:

- ✦ Revisión de los permisos y licencias mexicanos requeridos para un proyecto fotovoltaico:
  - Medio Ambiente:
    - Normativa federal: Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (PEIA).
    - Normativa federal: Cambio de uso de suelo en terrenos forestales (CUSTF), en el caso de que el proyecto afecte masas arbóreas;
    - Normativa federal: Ocupación de terrenos federales competentes de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA);
  - Social:
    - Normativa federal: Evaluación de Impacto Social (Evis);
  - Patrimonio:
    - Normativa federal: Autorización Arqueológica del Instituto Nacional de Arqueología e Historia (INAH);
  - Otros:
    - Normativa local: Permisos de uso de suelo, en el caso de que sea necesario realizar un cambio de uso del mismo.
    - Normativa local: Licencia de construcción municipal;
- ✦ Revisión de los marcos internacionales medioambientales.
  - Principios del Ecuador (EP);
  - Normas de desempeño sobre sostenibilidad ambiental y social de la Corporación Financiera Internacional (IFC, por sus siglas en inglés);
  - Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad (EHS, por sus siglas en inglés).

## 8.1 REVISIÓN DE LOS PERMISOS Y LICENCIAS MEXICANOS REQUERIDOS PARA UN PROYECTO FOTOVOLTAICO

La Tabla 8-1 detalla las secciones que se deben revisar en los permisos y licencias mexicanas necesarios para la construcción de un proyecto fotovoltaico. La descripción de cada uno de los permisos y licencias está disponible en el Anexo 2 de este informe.

Tabla 8-1: Contenido que debe reflejar el análisis de permisos y licencias en una TDD

| PERMISO   | CONTENIDO QUE LA TDD DEBE REFLEJAR   |
|---|--|
| <b>PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (PEIA)</b>                                |  |
| Informe preventivo<br>MIA<br>Programa de<br>Vigilancia Ambiental                              | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Revisión de la vía por la cual se realice el Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental: Informe preventivo, manifestación de impacto ambiental particular (MIA-particular) o manifestación de impacto ambiental regional (MIA-regional);</li> <li>× Conclusiones de la MIA, preparada por un especialista para el proyecto. Es necesario indicar si la descripción básica del proyecto, en especial área y potencia de evacuación, coincide con lo especificado en la MIA. La MIA debe incluir una descripción de los posibles impactos del proyecto en el entorno y enumerar medidas preventivas y correctivas para atajarlos.</li> <li>× Solicitud de la aprobación de la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) o del Informe Preventivo por la SEMARNAT y de sus datos básicos. Para ello, es necesario comprobar que la descripción del proyecto coincide con lo indicado en el proyecto básico, especialmente la potencia de exportación.</li> <li>× Revisión del estatus del permiso: Si ha sido otorgado, la SEMARNAT lo está revisando, o aún no ha sido solicitado por el desarrollador.</li> <li>× Revisión de las conclusiones de la resolución de SEMARNAT: Se autoriza la obra del proyecto, se autoriza la obra del proyecto condicionada o se rechaza la autorización de obra. En el caso de que sea condicionada, es necesario que se analice la complejidad de la implementación de las medidas necesarias para cumplir con dichas condiciones. Es necesario que se valore si su implementación es algo habitual para este tipo de proyectos, si suponen alguna restricción a la potencia instalada o a la generación exportada y si el coste de su ejecución supondría un coste razonable.</li> <li>× Revisión de posibles modificaciones posteriores al proyecto. Deben haber sido notificadas a SEMARNAT.</li> <li>× Revisión del Programa de Vigilancia Ambiental: Debe indicarse quién realizará los informes y con qué periodicidad. En el caso de que ya se disponga de algún Programa de Vigilancia Ambiental emitido, es necesario valorar sus conclusiones para comprender así la evolución de los posibles impactos sobre el proyecto.</li> </ul> |
| <b>OCUPACIÓN DE TERRENOS FEDERALES COMPETENTES DE LA COMISIÓN NACIONAL DEL AGUA (CONAGUA)</b> |  |
| Concesión CONAGUA   | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Revisión de la solicitud de ocupación: La solicitud debe reflejar la misma localización, área y duración especificados en la descripción del proyecto.</li> <li>× Revisión de la resolución dada por CONAGUA: Tanto la obra como la operación deben respetar los condicionantes especificados en el acta de notificación. Es necesario indicar si los condicionantes son fáciles de implementar y habituales para este tipo de proyecto y si la implementación de medidas para cumplir con estos condicionantes supondría un sobre coste notable para el proyecto. También hay que comprobar que la duración de la concesión está en línea con los tiempos de construcción y de operación contemplados en la memoria técnica del proyecto.</li> </ul>   |



| PERMISO                  | CONTENIDO QUE LA TDD DEBE REFLEJAR  |
|--------------------------|---|
| <b>OTROS PERMISOS</b>    |   |
| Permisos de uso de suelo | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Revisión de la solicitud al municipio del cambio de uso de suelo. Es recomendable que se haya realizado un mes antes del inicio de las obras;</li> <li>× Revisión de la resolución municipal sobre el cambio de uso de suelo junto con el Plan Urbanístico Local. En el caso de que fuera condicional, es necesario especificar dichas condiciones, si su implementación es sencilla y habitual para este tipo de proyectos y si su coste es razonable.</li> </ul> |
| Licencia de construcción | <ul style="list-style-type: none"> <li>× Revisión de la solicitud de la licencia de construcción. Es recomendable que se haya realizado considerando la brevedad del procedimiento y la vigencia de la licencia;</li> <li>× Revisión de la licencia de construcción municipal. Es necesario revisar que la vigencia del proyecto sea suficiente para la construcción del proyecto.</li> </ul>   |

## 8.2 EVALUACIÓN DE DIRECTRICES AMBIENTALES Y SOCIALES INTERNACIONALES

Existen tres marcos de taxonomía de riesgos ambientales y sociales reconocidos a nivel internacional para identificar riesgos e impactos ambientales y sociales de un proyecto, con el objeto de ayudar a prevenir, mitigar y manejar las posibles afectaciones al proyecto. Esas bases son:

- × Principios del Ecuador (EP);
- × Normas de desempeño sobre sostenibilidad ambiental y social de la Corporación Financiera Internacional (IFC, por sus siglas en inglés);
- × Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad (EHS, por sus siglas en inglés).

### 8.2.1 PRINCIPIOS DEL ECUADOR

Esta sección revisa los Principios del Ecuador (EP) de acuerdo con su publicación en junio de 2013 [5]. Los EP son un conjunto de directrices para que las entidades financieras estimen y gestionen el riesgo medioambiental y social en aquellos proyectos a los que ofrezcan financiación.

94 entidades financieras han adoptado voluntariamente los EP para asegurar que los proyectos que financian se desarrollan de un modo socialmente responsable. Estos principios reflejan que las prácticas de gestión ambiental y social del proyecto se gestionan de un modo sólido. El grupo de instituciones que las ha recogido se conoce como las Instituciones Financieras de los Principios del Ecuador (EPFI, por sus siglas en inglés).

Gracias a estas medidas, el posible impacto negativo del proyecto en ecosistemas y comunidades afectadas por el proyecto se ve reducido.

Si los impactos son inevitables, deben ser reducidos, mitigados o compensados adecuadamente. La siguiente tabla recoge los 10 principios:

Tabla 8-2: Análisis de los EP

| PRINCIPIO   | DESCRIPCIÓN DEL PRINCIPIO   | CONTENIDO QUE LA TDD DEBE REFLEJAR  |
|---|---|---|
| <p><b>Principio 1:</b><br/>Evaluación y categorización</p>                        | <p>Los proyectos se deben clasificar de acuerdo con la magnitud de los riesgos sociales y medioambientales derivados de su construcción y operación. Las categorías se identifican por las siguientes letras:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× A: Proyectos que presentan impactos ambientales o sociales numerosos, irreversibles, sin precedentes;</li> <li>× B: Proyectos que presentan impactos ambientales o sociales limitados en número, que afectan solo al espacio del proyecto, reversibles en gran medida y a las que es fácil aplicar medidas mitigables;</li> <li>× C: Proyectos con mínimo o sin impacto social o ambiental.</li> </ul> | <p>Los impactos de un proyecto fotovoltaico suelen ser temporales (entre 25 a 35 años) y lo habitual es que el medio en el que el proyecto está situado vuelva a su estado original tras la etapa de construcción. La mayor parte de las plantas proyectadas en un entorno natural suelen preparar un plan de recuperación del entorno tras el fin de su vida útil. En este caso, el proyecto podría calificarse como B.</p> <p>Un proyecto fotovoltaico en un entorno natural degradado, como una cubierta, podría calificarse como C.</p>   |
| <p><b>Principio 2:</b><br/>Evaluación ambiental y social</p>                      | <p>Proyectos que han sido clasificados como A o B requieren un Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental que contemple los impactos y riesgos sociales y ambientales del proyecto. Bajo este principio se deben recoger las medidas de mitigación y gestión propuestas.</p>  | <p>Como se ha mencionado en la Sección 8.1, según la normativa mexicana, un proyecto fotovoltaico proyectado en un espacio natural requerirá de una MIA aprobada por SEMARNAT.</p> <p>La aprobación podrá ser en los términos solicitados o condicionada al establecimiento de medidas preventivas o correctivas.</p> <p>En el caso de que sea condicionada, es necesario que se analice la complejidad de la implementación de las medidas necesarias para cumplir con dichas condiciones. Es necesario que se valore si su implementación es algo habitual para este tipo de proyectos, si suponen alguna restricción a la potencia instalada o a la generación exportada y si el coste de su ejecución supondría un coste razonable.</p> |
| <p><b>Principio 3:</b><br/>Normativa ambiental y social aplicable</p>             | <p>Proyectos que no están en países del listado “Países Designada” requieren entonces cumplir con las normas de desempeño del IFC y con la guía EHS.</p>  | <p>En este caso es necesario realizar una valoración del proyecto con respecto a los estándares de la IFC y de la EHS, que se analizarán en la siguiente sección.</p>   |
| <p><b>Principio 4:</b> Sistema de gestión ambiental y social y plan de acción</p> | <p>Para todos los proyectos de las categorías A y B, los EPFI requieren el desarrollo de un Sistema de Gestión Social y Ambiental (ESMS, por sus siglas en inglés) o un Plan de Acción de los Principios del Ecuador (EP por sus siglas en inglés)</p>  | <p>Como ya se ha indicado en la Sección 8.1, la normativa mexicana requiere tanto un Programa de Vigilancia Ambiental como un Plan de Gestión Social. Estos documentos pueden cumplir con este principio siempre que recojan la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Normativa aplicable;</li> <li>× Un procedimiento para identificar riesgos e impactos;</li> <li>× Un programa de gestión;</li> <li>× Un organigrama de capacidades de competencia;</li> <li>× Plan de emergencia;</li> <li>× Plan de participación de partes interesadas;</li> <li>× Plan de seguimiento.</li> </ul>   |

| PRINCIPIO   | DESCRIPCIÓN DEL PRINCIPIO  | CONTENIDO QUE LA TDD DEBE REFLEJAR   |
|---|--|--|
| <b>Principio 5:</b><br>Participación de interesados         | Para todos los proyectos de las categorías A y B, los EPFI requieren que el desarrollador incluya la participación de partes afectadas por el proyecto.  | El desarrollador debe facilitar a las partes afectadas aquella documentación referida a los riesgos e impactos del proyecto durante toda su vida útil. Para ello, entre otras medidas, puede llevar a cabo las siguientes: <ul style="list-style-type: none"> <li>× La MIA debería estar disponible online para su libre consulta;</li> <li>× Reuniones formales e informales con organismos y comunidades afectados para comunicarles el estado del proyecto durante su obra y operación, etc.</li> </ul> |
| <b>Principio 6:</b><br>Mecanismo de reclamación             | Para todos los proyectos de las categorías A y B y, como parte del ESMS, el desarrollador debe establecer un mecanismo de reclamación para las partes afectadas. Éste debe estar diseñado para recibir y facilitar la resolución de dudas y quejas sobre el desempeño social y ambiental del proyecto. | El desarrollador debe incluir un procedimiento escrito para recibir y gestionar quejas externas para las fases de construcción y operación de la planta.   |
| <b>Principio 7:</b><br>Valoración independiente             | Para los proyectos de categoría A y algunos de categoría B, es necesario que un consultor ambiental y social independiente del desarrollador realice una evaluación independiente del proyecto.  | La MIA, EVIS y la propia TDD constituyen valoraciones independientes del proyecto, ya que han sido elaborados por consultores independientes.  |
| <b>Principio 8:</b><br>Acuerdos                             | Para todos los proyectos, el desarrollador debe facilitar documentación en la que se relacione el cumplimiento de la normativa social y ambiental con la documentación de financiación.  | En las condiciones de financiación debe especificarse que dicha financiación está sujeta al cumplimiento de la normativa ambiental y social y al de los EP.  |
| <b>Principio 9:</b><br>Plan de monitorización e información | Para todos los proyectos de categoría A, y recomendado para los proyectos de categoría B, un experto independiente debe emitir documentación que refleje el desempeño ambiental y social del proyecto durante el periodo de la financiación.   | Como se ha indicado en la Sección 8.1, los procedimientos de Evaluación de Impacto Ambiental y Social que, periódicamente emitirán un informe de monitorización del desempeño del proyecto. La periodicidad de estos documentos debe estar en línea con la solicitada por los EPFI.  |
| <b>Principio 10:</b><br>Información y transparencia         | Para todos los proyectos de categoría A y recomendado para los proyectos de categoría B, se debe facilitar al menos un resumen de las conclusiones del Estudio de Impacto Ambiental online.  | La MIA debería estar disponible online para su libre consulta.   |

## 8.2.2 NORMAS DE DESEMPEÑO SOBRE SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL Y SOCIAL DE IFC

De acuerdo con su política de sostenibilidad social y ambiental, la Corporación Financiera Internacional (IFC, por sus siglas en inglés), es responsable de llevar a cabo una due diligence social y ambiental para valorar el correcto cumplimiento de las actividades que solicitan financiación. Este cumplimiento se logra desempeñando los 8 estándares de desempeño de la IFC.

Tabla 8-3: Análisis de los estándares de la IFC

| ESTÁNDAR   | SUBESTÁNDAR  | CONTENIDO QUE LA TDD DEBE REFLEJAR  |
|--|--|---|
| <b>Estándar 1:</b><br>Valoración y gestión de los riesgos e impactos medioambientales y sociales | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Valoración medioambiental y social y sistema de gestión;</li> <li>2. Normativa;</li> <li>3. Identificación de riesgos e impactos;</li> <li>4. Programas de gestión;</li> <li>5. Capacidad organizativa y competencia;</li> <li>6. Preparación y respuesta ante emergencias;</li> <li>7. Monitorización y revisión;</li> <li>8. Inclusión de los interesados;</li> <li>9. Comunicación externa y mecanismo de reclamación;</li> <li>10. Información sostenida a las comunidades afectadas.</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Como ya se ha indicado en la Sección 8.1, la normativa mexicana requiere tanto un Programa de Vigilancia Ambiental como un Plan de Gestión Social;</li> <li>2. Prueba del compromiso de seguir la normativa y de ofrecer transparencia a la hora de informar sobre el proyecto;</li> <li>3. Aquéllos reflejados en la MIA y el EVIS;</li> <li>4. Los Planes de Gestión Social y Ambiental requeridos para el proyecto contienen las medidas exigidas en este punto;</li> <li>5. Los Planes de Gestión Ambiental y Social requieren de un experto independiente que realice actividades de gestión y de información;</li> <li>6. La Ley General de Protección civil mexicana y la normativa de Seguridad y Salud requieren un Plan de Gestión de Emergencias que debe ser implementado en la Planta.</li> <li>7. Los Planes de Gestión Ambiental y Sociales hacen referencia a un plan de monitoreo.</li> <li>8. La disponibilidad de la MIA online y un programa de reuniones oficiales e informales con organismos y entidades afectadas;</li> <li>9. El desarrollador debe incluir un procedimiento escrito para recibir y gestionar quejas externas para las fases de construcción y operación de la planta.</li> <li>10. Como se ha indicado en la Sección 8.1, los procedimientos de Evaluación de Impacto Social plantean mantener informadas a las partes afectadas periódicamente a través de reuniones formales e informales y emisión de informes.</li> </ol> |
| <b>Estándar 2:</b><br>Condiciones laborales  | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Condiciones laborales y gestión del trabajador;</li> <li>2. Protección de la mano de obra;</li> <li>3. Seguridad y salud en el trabajo;</li> <li>4. Subcontratas;</li> <li>5. Cadena de suministros.</li> </ol>  | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. La política de recursos humanos y el Código de Conducta del Desarrollador deben ser herramientas a través de las cuales el desarrollador debe cumplir con la legislación vigente, derechos humanos y seguridad y salud de los trabajadores;</li> <li>2. El Código de Conducta del desarrollador y el procedimiento de selección de personal deben comprometerse a la erradicación de prácticas como los trabajos forzados y la mano de obra infantil;</li> <li>3. El Plan de Seguridad y Salud en el trabajo debe recoger las especificaciones de la Ley Federal del Trabajo de 1970 y el Reglamento Federal de Seguridad y Salud en el Trabajo de 1997;</li> <li>4. El Plan de Seguridad y Salud en el trabajo del proyecto debe recoger la figura de los subcontratistas;</li> <li>5. No aplicable a este tipo de proyectos, salvo que exista un programa de contratación con proveedores locales para la prestación de servicios vinculado con el proyecto. En este caso sería necesario que el proveedor demuestre que su política de recursos humanos prohíbe la contratación de mano de obra infantil y los trabajos forzados.</li> </ol>   |

| ESTÁNDAR  | SUBESTÁNDAR   | CONTENIDO QUE LA TDD DEBE REFLEJAR  |
|---|---|---|
| <b>Estándar 3:</b><br>Eficiencia de recursos y prevención de la contaminación | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Eficiencia de recursos</li> <li>2. Gestión de residuos;</li> <li>3. Uso y gestión de pesticidas</li> </ol>  | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. El Plan de Gestión Ambiental debe incluir para la etapa de construcción un plan de mantenimiento de los vehículos, plan de control de la erosión y plan de gestión de residuos. Para la etapa de operación, el proyecto debe indicar la metodología de limpieza de módulos, en especial si se trata de una zona con recursos hídricos limitados;</li> <li>2. La MIA debe reflejar que el plan de gestión de residuos es acorde a la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005;</li> </ol>  |
| <b>Estándar 4:</b><br>Salud comunitaria, seguridad y protección               | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Seguridad y protección comunitarias</li> <li>2. Infraestructura, diseño y seguridad de los equipos;</li> <li>3. Gestión de materiales peligrosos y seguridad</li> <li>4. Recursos</li> <li>5. Exposición de la comunidad a enfermedades</li> <li>6. Plan y respuesta ante emergencias</li> <li>7. Personal de vigilancia</li> </ol>   | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. El principal riesgo relacionado con este subestándar viene relacionado con el ruido, emisiones y seguridad vial durante la etapa de construcción. Para ello, es recomendable que el proyecto cuente con un Plan de Gestión de Tráfico aprobado por las autoridades locales;</li> <li>2. El proyecto debe estar diseñado, construido y operado de acuerdo con los estándares de ingeniería nacionales e internacionales;</li> <li>3. La gestión de residuos y de materiales peligrosos debe venir recogida en la MIA y cumplir con la legislación vigente, la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos del 08/10/2003.</li> <li>4. Este punto debe venir recogido en la MIA. Sin embargo, dadas las características de un proyecto fotovoltaico típico, no se espera que suponga un gran impacto en los recursos naturales del entorno.</li> <li>5. El proyecto debe contar con un Plan de Salud Laboral para identificar riesgos que puedan derivar en accidentes o enfermedades laborales.</li> <li>6. El proyecto debe contar con un plan de gestión de emergencias que cumpla con lo establecido en la Ley Mexicana de Protección Civil de 06/06/2012.</li> <li>7. La planta debe contar con una verja, personal capacitado y un sistema de vigilancia adecuado, tal como un circuito cerrado de televisión (CCTV) que monitorice las instalaciones.</li> </ol> |
| <b>Estándar 5:</b><br>Adquisición del terreno y reasentamiento involuntario   | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Diseño de proyecto</li> <li>2. Compensación y beneficios para personas desplazadas</li> <li>3. Participación de la comunidad</li> <li>4. Sistema de reclamaciones</li> <li>5. Desplazamiento e implementación de un medio de subsistencia</li> <li>6. Desplazamiento físico</li> <li>7. Desplazamiento económico</li> <li>8. Responsabilidad del sector privado del desplazamiento bajo la gestión gubernamental</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. El diseño del proyecto debe reducir al máximo su impacto sobre la ocupación del terreno;</li> <li>2. El desarrollador debe presentar los contratos de compra y/o arrendamiento del terreno y especificar si la construcción de la planta implicará reasentamiento;</li> <li>3. De acuerdo con la normativa mexicana, el Plan de Gestión social debe recoger un programa de comunicación entre el desarrollador y las partes afectadas por el proyecto;</li> <li>4. El desarrollador debe incluir un procedimiento escrito para recibir y gestionar quejas externas para las fases de construcción y operación de la planta.</li> <li>5. Se debe verificar que el lugar propuesto para el reasentamiento es equivalente y comparable al que fue desplazado;</li> </ol>   |

| ESTÁNDAR   | SUBESTÁNDAR   | CONTENIDO QUE LA TDD DEBE REFLEJAR   |
|--|---|--|
|  |   | <ol style="list-style-type: none"> <li>6. El desarrollador deberá presentar un Plan de Acción de Desplazamiento que compensará el coste de la pérdida de la tierra y de los activos asociados;</li> <li>7. El desarrollador debe facilitar el acuerdo de compensación con la comunidad afectada;</li> <li>8. La adquisición y/o alquiler del terreno es responsabilidad del desarrollador.</li> </ol>  |
| <b>Estándar 6:</b><br>Biodiversidad, conservación y gestión sostenible | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Protección y conservación de la biodiversidad</li> <li>2. Servicios de gestión de ecosistemas</li> <li>3. Gestión sostenible de recursos biológicos</li> <li>4. Cadena de suministro</li> </ol>   | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. En el caso de que se identifiquen especies con alguna figura de protección, SEMARNAT requerirá al desarrollador que emita un seguro (o un instrumento financiero similar) para cubrir el riesgo de que se produzca un daño sobre especies protegidas;</li> <li>2. El desarrollador debe haber identificado aquellos servicios dependientes del ecosistema, tales como cuerpos de agua necesarios para la subsistencia de comunidades cercanas al proyecto o a especies del entorno.</li> <li>3. El desarrollador debe proponer medidas para mitigar el valor y funcionalidad de los recursos biológicos, de acuerdo a las especificaciones de la MIA;</li> <li>4. No aplicable a este tipo de proyectos.</li> </ol>  |
| <b>Estándar 7:</b><br>Comunidades indígenas                            | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Elusión de impactos adversos</li> <li>2. Participación y aceptación</li> <li>3. Impacto en terrenos y en recursos naturales sujetos a propiedad tradicional o bajo uso habitual de estas comunidades;</li> <li>4. Patrimonio cultural relevante</li> <li>5. Desarrollo de beneficios y mitigación</li> <li>6. Responsabilidades del sector privado en situaciones en las que el Gobierno es responsable de gestionar problemática de las comunidades indígenas</li> </ol> | <p>En la Sección 8.1 se indica:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. SENER emite unas recomendaciones y conclusiones con respecto al EVIS. En el caso de afectar a una o varias comunidades indígenas, la resolución de SENER contemplaría los impactos sociales derivados del proyecto y las medidas para evitarlos y mitigarlos.</li> <li>2. De acuerdo con la normativa mexicana, el Plan de Gestión Social debe recoger un programa de comunicación entre el desarrollador y las partes afectadas por el proyecto,</li> <li>3. Tanto la MIA como el EVIS tienen en cuenta el área de influencia directa del proyecto y la zona circundante. Para ambas áreas se analizan tanto los impactos sociales y ambientales positivos y negativos</li> <li>4. Tanto el EVIS como los trámites efectuados con INAH aseguran la identificación y correcta gestión de este punto;</li> <li>5. El Plan de Gestión Social incluirá planes de inversión social</li> <li>6. El Plan de Gestión social debe recoger la periodicidad y el alcance de su emisión de modo que SENER pueda monitorizar la gestión de los impactos del proyecto sobre las comunidades indígenas.</li> </ol> |
| <b>Estándar 8:</b><br>Patrimonio cultural                              | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Protección del patrimonio cultural, del diseño de proyecto y de la ejecución del diseño del proyecto</li> </ol>   | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Como ya se ha indicado en la Sección 9.1, es necesario realizar una tramitación de permisos con la INAH para averiguar si el proyecto afectaría a un yacimiento arqueológico identificado. En el caso de que así sea, es necesario solicitar a INAH un permiso de obra y respetar las indicaciones de este organismo relativas al posible impacto del proyecto en la zona.</li> </ol>  |

## 8.2.3 GUÍAS GENERALES DE EHS DE LA IFC

Las guías Medioambientales y de Seguridad y Salud de la IFC (EHS) son documentos técnicos de referencia que contienen ejemplos generales y sectoriales de buenas prácticas internacionales. Éstas deben ofrecer una guía de aspectos de EHS que potencialmente puedan afectar a todos los sectores industriales. La siguiente tabla muestra un resumen de éstas y de sus subsecciones:

Tabla 8-4: Análisis de los estándares de la IFC para EHS

| ESTÁNDAR                    | SUBESTÁNDAR                                   | CONTENIDO QUE LA TDD DEBE REFLEJAR  |
|-----------------------------|---|---|
| Medio Ambiente              | 1. Emisiones atmosféricas y calidad del aire; | 1. La MIA debe indicar que, durante el procedimiento de construcción, los vehículos realicen una pequeña cantidad de emisiones. También mencionará medidas de mitigación. Durante la etapa de operación de un proyecto fotovoltaico, las emisiones a la atmósfera son mínimas;                                  |
|                             | 2. Conservación de la energía;                | 2. Los proyectos fotovoltaicos no requieren de consumo energético para calentar o enfriar sistemas;   |
|                             | 3. Aguas residuales y calidad del agua;       | 3. La MIA debe identificar el origen de aguas residuales del proyecto, en el caso de que existan, y describir su gestión;   |
|                             | 4. Conservación del agua;                     | 4. El proyecto debe especificar qué solución empleará a la hora de limpiar los módulos. En el caso de que se encuentre situado en una zona con recursos hídricos escasos, es necesario que se indique la procedencia del agua y las medidas para mitigar el impacto de su uso, en el caso de que sea necesario; |
|                             | 5. Gestión de sustancias peligrosas;          | 5. La gestión de residuos y de materiales peligrosos debe venir recogida en la MIA y cumplir con la legislación vigente, la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos del 08/10/2003;   |
|                             | 6. Gestión de residuos;                       | 6. La MIA debe indicar si se generarán residuos y los procedimientos de gestión de estos. Es habitual que la mayor parte de los residuos sólidos se produzca durante la etapa de construcción. Durante la fase de operación, la generación de residuos debe ser mínima y relacionada con actividades de O&M;    |
|                             | 7. Ruido;                                     | 7. El proyecto debe cumplir durante la etapa de construcción con la normativa federal NOM-081-SEMARNAT-1994, que establece los límites de ruido en zonas rurales.   |
|                             | 8. Suelo contaminado.                         | 8. Dependiendo del tipo de suelo y de las características del entorno, la MIA recogerá un examen de la contaminación potencial del suelo.   |
| Seguridad y salud laborales | 1. Diseño general de la planta y operación;   | 1. Es necesario que el proyecto cuente con Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo. Éste debe recoger las especificaciones de la Ley Federal del Trabajo de 1970 y el Reglamento Federal de Seguridad y Salud en el Trabajo de 1997;  |
|                             | 2. Comunicación y formación;                  | 2. El Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo debe especificar la formación recibida por los trabajadores y asegurar que la mano de obra está informada de las prácticas de seguridad y salud laborales;  |
|                             | 3. Riesgo físico;                             | 3. Los riesgos físicos en un proyecto fotovoltaico suelen estar asociados con trabajo en alturas, tráfico, fallos eléctricos, maquinaria y manejo de grúas. El Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo debe recogerlos y proponer medidas para gestionarlos.  |
|                             | 4. Riesgo químico;                            |   |
|                             | 5. Riesgo biológico;                          |   |
|                             | 6. Riesgo radiológico;                        |   |
|                             | 7. Equipos de Protección Individual (EPI);    |   |
|                             | 8. Zonas especiales de peligro;               |   |
| 9. Monitoreo                |   |   |

| ESTÁNDAR                               | SUBESTÁNDAR   | CONTENIDO QUE LA TDD DEBE REFLEJAR   |
|--|---|--|
|  |   | <ol style="list-style-type: none"> <li>4. Los riesgos químicos suelen estar asociados con químicos, combustible, aceites y residuos peligrosos. El Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo debe recogerlos y proponer medidas para gestionarlos.</li> <li>5. No aplicable a este tipo de proyectos</li> <li>6. No aplicable a este tipo de proyectos</li> <li>7. El Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo especificará los EPIS que debe recibir cada trabajador. Esto dependerá de la naturaleza del trabajo y de la exposición del trabajador al riesgo.</li> <li>8. Dentro de esta categoría entrarían terremotos, ceniza volcánica, etc. El Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo debe recogerlos y proponer medidas para gestionarlos.</li> </ol>   |
| <b>Seguridad y salud comunitarios</b>  | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Calidad y disponibilidad del agua;</li> <li>2. Seguridad estructural de la infraestructura del proyecto;</li> <li>3. Seguridad en caso de incendio;</li> <li>4. Seguridad vial;</li> <li>5. Transporte de materiales peligrosos;</li> <li>6. Prevención de enfermedades;</li> <li>7. Plan de respuesta ante emergencias;</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Es necesario que el Desarrollador entregue un contrato de provisión de agua con un tercero para las etapas de construcción y operación;</li> <li>2. El proyecto debe estar diseñado, construido y operado de acuerdo con los estándares de ingeniería nacionales e internacionales;</li> <li>3. El Plan de Emergencia debe incluir un análisis de los riesgos de incendio en planta, plan de simulacro de incendios, datos de contacto, etc., de acuerdo con la normativa vigente;</li> <li>4. Es necesario que el proyecto cuente con un Plan de Gestión de Tráfico aprobado por las autoridades;</li> <li>5. La MIA reflejará el riesgo de vertidos, que en este tipo de proyectos debe ser mínimo.</li> <li>6. El Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo debe identificar y proponer pruebas médicas y de laboratorio para los trabajadores, formación de primeros auxilios y monitoreo de los indicadores de salud en el trabajo;</li> <li>7. El Plan de Gestión de Emergencias y el Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo deben identificar distintos tipos de emergencia de acuerdo con las características del proyecto y una descripción de las medidas a tomar en el caso de una situación de emergencia.</li> </ol> |
| <b>Construcción y desmantelamiento</b> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Medio ambiente;</li> <li>2. Seguridad y salud laborales;</li> <li>3. Seguridad y salud comunitarios</li> </ol>  | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. La MIA indica los impactos ambientales en las etapas de construcción y desmantelamiento del proyecto, así como la eliminación de las estructuras y los módulos, su reciclaje y la restauración del medio;</li> <li>2. El Plan de Seguridad y Salud en el trabajo debe recoger las especificaciones de la Ley Federal del Trabajo de 1970 y el Reglamento Federal de Seguridad y Salud en el Trabajo de 1997. Esto incluirá normativa, estructura organizacional, información sobre accidentes y evaluación de riesgos.</li> <li>3. Los principales riesgos estarían relacionados con el transporte de equipo y materiales por carreteras públicas durante las etapas de construcción y desmantelamiento. Para ello, se debe desarrollar un Plan de Gestión de Tráfico.</li> </ol>  |



# Evaluación del modelo financiero

El modelo financiero es fundamental para analizar la viabilidad del proyecto y obtener financiación, puesto que en él se recogen los gastos e ingresos del proyecto en su totalidad, así como los diferentes escenarios necesarios para realizar estudios de sensibilidad de los diferentes parámetros.

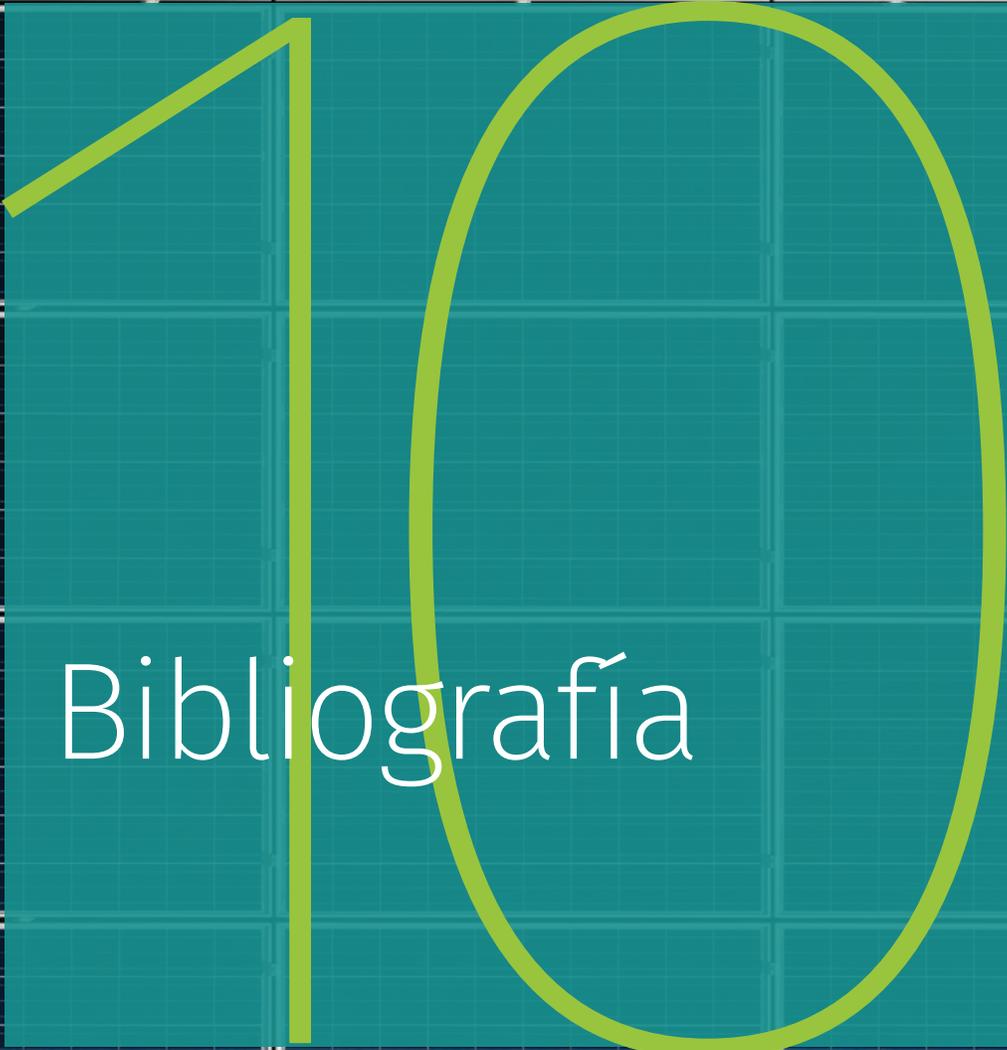
Es importante indicar que los puntos incluidos en la Tabla 9-1 no son meramente técnicos, sino que también tienen una fuerte componente financiera, por lo que debe ser revisado por el asesor financiero.

El informe *Due Diligence* debe incluir los siguientes aspectos con respecto al modelo financiero

- ✖ Revisión de la producción y degradación considerada
- ✖ Revisión de la tarifa eléctrica
- ✖ Revisión del CAPEX y OPEX
- ✖ Revisión de la Cuenta de Reserva de Mantenimiento (MRA)

Tabla 9-1 Evaluación del modelo financiero

| CLÁUSULA                 | ASPECTOS A CONSIDERAR  |
|--------------------------|--|
| Producción y degradación | <p>Durante la revisión del modelo financiero es importante revisar que tanto la producción como la degradación coinciden con la estimación de energía llevada a cabo durante el proceso Due Diligence.</p> <p>Así mismo, se debe comprobar que el precio de venta de energía coincide con el establecido en el contrato de compra-venta de energía (PPA). En el caso de no existir dicho contrato, se debe verificar que los precios considerados se basan en una estimación de precios de mercado eléctrico adecuada.</p>   |
| CAPEX                    | <p>Uno de los puntos críticos en la revisión del modelo financiero es la inversión total a realizar, denominada CAPEX. En dicha revisión se debe comprobar los siguientes puntos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× El precio del contrato EPC considerado en el modelo financiero coincida con el precio final del contrato firmado;</li> <li>× Costes de desarrollo del proyecto</li> <li>× Costes de interconexión</li> <li>× Costes de terrenos en caso de que sean de propiedad</li> <li>× Costes de permisos</li> <li>× Costes financieros</li> <li>× Contingencia</li> </ul>   |
| OPEX                     | <p>Para evaluar la viabilidad del proyecto es importante considerar los costes operativos del proyecto, denominados OPEX. La revisión de los mismos debe incluir:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× Verificación de que el coste de contrato considerado en el modelo financiero coincide con el precio final de contrato.</li> <li>× En caso de que el contrato no incluya mantenimiento correctivo y la garantía de inversores sea menor que la vida útil de la planta, se debe considerar una cantidad anual en la Cuenta de Reserva de Mantenimiento (MRA).</li> <li>× Otros costes relacionados con la operación y el mantenimiento no considerados en el contrato.</li> <li>× Si no está incluido en el contrato de O&amp;M, el modelo financiero debe incluir una partida para seguridad y vigilancia.</li> <li>× Coste de mantenimiento de los permisos.</li> <li>× Costes de "Asset Management" si son realizados por terceros.</li> <li>× Costes de terreno en caso de que no sean de propiedad.</li> </ul> |
| Duración                 | <p>Hasta ahora, los parámetros de diseño de una planta fotovoltaica contemplaban una vida útil de 20-25 años. Sin embargo, últimamente en los modelos financieros se considera una vida útil de hasta 40 años en algunos casos. Se debe verificar que, en caso de que la duración del modelo financiero sea superior a 25 años, existe una partida para hacer frente al mantenimiento correctivo adicional.</p>  |

A large, stylized number '10' is centered on the page. The '1' is a solid teal vertical bar, and the '0' is a thick lime green outline. The number is set against a teal rectangular background that also contains the word 'Bibliografía' in white text.

# 10

Bibliografía

- [1] Compendium of photovoltaic degradation rates by Jordan, Kurtz, VanSant and Newmiller published in April 2016
- [2] Solar Bankability Report “Best Practice Checklist for Long-term yield Assessment” [http://www.solarbankability.org/fileadmin/sites/www/files/documents/Final\\_event/Checklists/649997\\_SolarBankability\\_Best\\_Practice\\_Checklists\\_Yield\\_Estimation\\_201702...pdf](http://www.solarbankability.org/fileadmin/sites/www/files/documents/Final_event/Checklists/649997_SolarBankability_Best_Practice_Checklists_Yield_Estimation_201702...pdf)
- [3] Solar Bankability Report “Best Practice Checklist for EPC” [http://www.solarbankability.org/fileadmin/sites/www/files/documents/Final\\_event/Checklists/649997\\_SolarBankability\\_Best\\_Practice\\_Checklists\\_EPC\\_20170209.pdf](http://www.solarbankability.org/fileadmin/sites/www/files/documents/Final_event/Checklists/649997_SolarBankability_Best_Practice_Checklists_EPC_20170209.pdf)
- [4] Solar Bankability Report “Best Practice Checklist for O&M” [http://www.solarbankability.org/fileadmin/sites/www/files/documents/Final\\_event/Checklists/649997\\_SolarBankability\\_Best\\_Practice\\_Checklists\\_O\\_M\\_20170209.pdf](http://www.solarbankability.org/fileadmin/sites/www/files/documents/Final_event/Checklists/649997_SolarBankability_Best_Practice_Checklists_O_M_20170209.pdf)
- [5] The Equator Principles, June 2013 version. Available at: [http://equator-principles.com/wp-content/uploads/2017/03/equator\\_principles\\_III.pdf](http://equator-principles.com/wp-content/uploads/2017/03/equator_principles_III.pdf)
- [6] IFC Performance Standards on Environmental and Social Sustainability, January 2012 version. Available at: [https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/c8f524004a-73daeca09afdf998895a12/IFC\\_Performance\\_Standards.pdf?MOD=AJPERES](https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/c8f524004a-73daeca09afdf998895a12/IFC_Performance_Standards.pdf?MOD=AJPERES)
- [7] IFC Environmental, Health and Safety General Guidelines, April 2007 version. Available at: <https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/b44dae8048855a5585ccd76a6515bb18/General%2BEHS%2B-%2BSpanish%2B-%2BFinal%2Brev%2Bcc.pdf?MOD=AJPERES>



# Anexos

## ANEXO 1: LISTADO DE NORMATIVA Y ESTÁNDARES APLICABLES A LOS COMPONENTES FOTOVOLTAICOS

| MÓDULOS FOTOVOLTAICOS | ESTRUCTURAS FIJAS | SEGUIDORES | INVERSORES                            |
|-----------------------|-------------------|------------|---------------------------------------|
| IEC 61730-1           | EN 1090-1         | UL 3703    | IEC 61000-6-4:2006+A1:2010            |
| IEC 61730-2           | EN 1090-2         | IEC 62817  | IEC 61000-6-2:2005                    |
| IEC 61215             | EN 1993           |            | IEC 61000-4-2:2008                    |
| IEC 62716             | EN 10162          |            | IEC<br>61000-4-3:2006+A1:2007+A2:2010 |
| IEC 61701             | EN 10219          |            | IEC 61000-4-4:2012                    |
| IEC 62804             | EN 10051          |            | IEC 61000-4-5:2014                    |
|                       | EN 10346          |            | IEC 61000-4-6:2013                    |
|                       | EN 10143          |            | IEC 61000-4-8:2009                    |
|                       | EN 10204          |            | IEC 62109-1:2010                      |
|                       | EN 10021          |            | IEC 62109-2:2011                      |
|                       | EN 10025          |            | EN 50530                              |
|                       | ISO 10721-1       |            | UL 1741                               |
|                       | ISO 14713         |            | IEEE 1547                             |
|                       | ISO 1461          |            | CSA 22.2N. 1071-01                    |
|                       | ISO 281-2         |            |                                       |
|                       | ISO 9712          |            |                                       |
|                       | ISO 2178          |            |                                       |
|                       | ISO 898-1         |            |                                       |
|                       | ISO 404           |            |                                       |
|                       | ASTM 117-B        |            |                                       |
|                       | ISO 12944-1 and 2 |            |                                       |

## ANEXO 2: DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES PERMISOS Y LICENCIAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN PROYECTO FV

### ✖ PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (PEIA)

En México, la evaluación de impacto ambiental está regulada a nivel federal por la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), publicada el 28/01/1988 y reformada en último lugar el 05/06/2018.

De acuerdo a esta norma, existen dos vías para realizar la PEIA. Que el proyecto siga una u otra dependerá del tipo de actividad, ubicación, dimensiones y características de la misma:

#### INFORME PREVENTIVO

Se presentará un Informe Preventivo y no una MIA si la obra está prevista en un plan de desarrollo urbano o de ordenamiento ecológico evaluado por la SEMARNAT, esté ubicado en parque industriales autorizados según la LGEEPA o exista normativa específica que regule todos los aspectos ambientales que pueda producir el proyecto. El Informe Preventivo se suele emplear cuando los proyectos fotovoltaicos están situados en zonas que ya han recibido un gran impacto, como podrían ser instalaciones en cubiertas.

La SEMARNAT es la entidad que, tras evaluar el informe preventivo, decide si se requiere la presentación de una MIA o no. Esta decisión se comunicará en un plazo igual o inferior a 20 días.

#### MIA

Es un documento que analiza y describe los posibles efectos en el ecosistema que pudiera ser afectado por las obras o actividades recogidas en el artículo 28 de la LGEEPA. Este documento debe incluir también las medidas preventivas y de mitigación de los efectos negativos del proyecto sobre el entorno.

La MIA debe recoger información relativa al impacto de la construcción y operación de la Planta. En el caso de que el proyecto requiera la construcción de subestaciones eléctricas u obras de transmisión eléctrica, será necesario que estas infraestructuras queden recogidas en el procedimiento.

Existen dos tipos de MIA, regional y particular. Dependiendo de si el proyecto requiere uno u otro tipo, la información de la MIA variará. A grandes rasgos, el contenido de ambas clases de MIA es similar, aunque el de la MIA regional será más exhaustivo.

La MIA regional es requerida cuando el proyecto incluya una obra o actividad recogida en el artículo 11 del Reglamento de la LGEEPA. La MIA particular, en aquellos casos previstos en el artículo 5 del Reglamento de la LGEEPA.

Un proyecto fotovoltaico típico requerirá una MIA particular. La MIA regional se reserva para aquellos casos en los que el proyecto se localice en un espacio protegido.

La MIA se presentará ante SEMARNAT. Esta autoridad, en un periodo habitual de 60 días<sup>1</sup>, emitirá una resolución sobre la MIA. De acuerdo a ésta:

1. La obra del proyecto será autorizada en los términos solicitados;
2. La obra del proyecto será autorizada condicionalmente a la modificación del proyecto o al establecimiento de medidas preventivas y correctivas;
3. Se niega la autorización a la obra del proyecto.

En el caso de que se realicen modificaciones al proyecto, se deberán comunicar a SEMARNAT. Ésta notificará al desarrollador si es necesario enviar documentación adicional para evaluar el posible impacto ambiental al entorno.

<sup>1</sup> De acuerdo al artículo 35 bis de la LGEEPA, en caso de un proyecto de gran complejidad, la SEMARNAT puede prolongar su evaluación hasta 60 días adicionales.

## PROGRAMA DE VIGILANCIA AMBIENTAL

El desarrollador del proyecto deberá presentar a SEMARNAT un programa de vigilancia ambiental que establezca un sistema garante del cumplimiento de las medidas mitigadoras y otras indicaciones incluidas en la resolución de la MIA. Por otra parte, el Programa de Vigilancia Ambiental debe evaluar nuevas medidas correctivas o de mitigación en el caso que las ya propuestas sean insuficientes. En el caso de que se detecten alteraciones no previstas en el MIA, se incluirán el Programa de Vigilancia Ambiental.

El Programa de Vigilancia Ambiental será realizado por un experto independiente en Medio Ambiente y recogerá los siguientes puntos:

- ✘ Identificación de los sistemas ambientales afectados, tipos de impactos y una selección de indicadores para monitorizar los impactos. Los indicadores recogidos deben ser medibles y característicos del medio afectado;
- ✘ Gestión de la información relacionada con los impactos e indicadores: Debe indicar cómo se gestiona, clasifica y almacena por variables;
- ✘ Debe recoger la frecuencia con la que será emitido.

La Procuradería Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) organiza Comités de Vigilancia Ambiental Participativa (CVAP). Estos están formados por gente acreditada para colaborar con la autoridad ambiental en las tareas de vigilancia ambiental. Entre sus acciones, destaca la vigilancia en obras y actividades de competencia federal dentro del ámbito de vigilancia e impacto ambiental.

## ✘ OCUPACIÓN DE TERRENOS FEDERALES COMPETENTES DE LA COMISIÓN NACIONAL DEL AGUA (CONAGUA)

En el caso de que el proyecto afecte ocupe riberas o zonas federales junto a cauces de corrientes o cuerpos de agua de propiedad nacional, deben obtener una concesión para la ocupación de terrenos federales cuya administración compete a CONAGUA. Para ello, el desarrollador debe enviar una solicitud de ocupación de acuerdo con el trámite CNA-01-006.

Junto a este trámite cumplimentado, el desarrollador debe entregar la siguiente información técnica:

- ✘ Memoria técnica;
- ✘ MIA;
- ✘ Duración de la concesión;
- ✘ Localización y área del terreno solicitado.

CONAGUA responderá en un plazo de 60 días desde la fecha de presentación de una solicitud completa. En esta acta de notificación vendrán especificadas unas condiciones por parte de CONAGUA y una vigencia de la concesión, dentro de la cual se deberá hacer la obra y operar el proyecto. Ésta entrará en vigor el día siguiente a la notificación y durará entre 5 y 30 años.

## ✘ CAMBIO DE USO DE SUELO EN TERRENOS FORESTALES (CUSTF)

En el caso de que la obra del proyecto fotovoltaico requiera la eliminación total o parcial de la vegetación en terrenos forestales, el desarrollador debe solicitar a SEMARNAT el cambio de uso de suelo. Para ello, el desarrollador debe enviar una solicitud de cambio de suelo de acuerdo a los artículos 120 y 121 del Reglamento de la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable (LGD-FS), publicada el 05/06/2018. Esta solicitud irá acompañada del Estudio Técnico Justificativo. Éste documento debe demostrar que el proyecto:

- ✘ No compromete la biodiversidad;
- ✘ No provocará erosión en el suelo;
- ✘ No afectará a la calidad del agua o disminución de su captación;
- ✘ Supondrá un uso alternativo más productivo a largo plazo.

El Estudio Técnico Justificativo será valorado por los miembros del Consejo Estatal Forestal. Las autorizaciones emitidas deberán incluir un programa de rescate y reubicación de especies afectadas.

## ✦ AUTORIZACIÓN ARQUEOLÓGICA DEL INSTITUTO NACIONAL DE ANTROPOLOGÍA E HISTORIA (INAH)

El desarrollo del proyecto requiere que el INAH verifique si los terrenos en los cuales está proyectada la planta se encuentran ubicados dentro de un espacio en el que haya un yacimiento arqueológico censado o se presuma su existencia. Para ello, el desarrollador debe enviar una solicitud de consulta de acuerdo con la Ley Federal sobre Monumentos y Zonas Arqueológicas, Artísticas e Históricas.

El desarrollador debe acompañar la solicitud con la siguiente información técnica:

- ✦ Plano topográfico oficial de ubicación del terreno o área a consultar, junto con otra información gráfica adicional que facilite la ubicación del sitio;
- ✦ Escritura pública del terreno.

INAH tiene un plazo de respuesta de 30 días hábiles desde la presentación de la solicitud y el resto de documentación requerida. En el caso de que el terreno esté situado o sea colindante a un espacio arqueológico, se entregará al desarrollador un plano básico certificado de la ubicación de dicho espacio. Si el terreno no está colindante o dentro de una zona con restos arqueológicos, se entregará al desarrollador una resolución especificando esto.

En el caso de que el proyecto afecte o pudiera afectar a una zona con restos arqueológicos, es necesario solicitar a INAH su visto bueno para realizar la obra. Para ello, el desarrollador tiene que enviar a INAH la solicitud junto a la siguiente información técnica:

- ✦ Descripción de la obra: debe incluir planos y detalles técnicos sobre área, plazos, materiales, accesos y obras secundarias;
- ✦ Fotografías del terreno;
- ✦ Certificado de uso de suelo;

INAH tiene un plazo de respuesta de 30 días, que vendrá dada según el grado de afección de la obra sobre el patrimonio arqueológico. Si, pasado ese tiempo, no se hubiera obtenido respuesta por parte de la autoridad, se considerará la solicitud como desestimada.

En el caso de que INAH lo considere necesario, la aprobación de la solicitud de obra poder requerir necesario realizar un estudio de factibilidad para comprender mejor el impacto que el proyecto pudiera tener en el patrimonio.

## ✦ EVALUACIÓN DE IMPACTO SOCIAL (EVIS)

El EVIS es un documento que identifica aquellos pueblos localizados en la zona de afección de un proyecto. También identifica, caracteriza, predice y valora las consecuencias sociales que podrían derivarse de la implementación del proyecto, medidas de mitigación y planes de gestión social.

La necesidad de presentar a la Secretaría de Energía (SENER) una evaluación de impacto social previa a la implementación de un proyecto fotovoltaico viene recogida en el artículo 120 de la norma federal Ley de Industria Eléctrica, del 11/08/2014. Según la Ley, el estudio debe contener, al menos, los siguientes puntos:

- ✦ La descripción del proyecto y su área de influencia. El área de influencia directa es aquella circundante al proyecto, que sufriría impacto directo de las obras u operación del mismo. El área de influencia indirecta es la que podría sufrir impacto de alguna de las etapas del proyecto;
- ✦ Identificación y caracterización de las comunidades y pueblos ubicados en el área de influencia del proyecto. En los Anexos 3 y 4 se enumeran los aspectos a incluir dentro de la EVIS, de acuerdo a la Ley de Industria Eléctrica.
- ✦ Identificación, caracterización, predicción y valoración de los impactos sociales positivos y negativos derivados del proyecto. Es necesario precisar que los impactos sociales incluyan a toda la población en el área de influencia del proyecto, con especial énfasis a los pueblos indígenas y grupos sociales vulnerables;
- ✦ Medidas de prevención y mitigación y el Plan de Gestión Social propuesto.

Es necesario tener una resolución favorable de la EVIS antes de iniciar las negociaciones con los propietarios del terreno. La resolución por parte de SENER tarda hasta 90 días desde la recepción de la solicitud.

En el caso de que el proyecto sufra modificaciones que impliquen un aumento del área afectada por el proyecto o la afectación a nuevas localidades o comunidades, se deberá actualizar la EVIS considerando esta nueva información y el impacto que este nuevo diseño pudiera tener a las comunidades locales.

### PLAN DE GESTIÓN SOCIAL

Junto con la emisión de la EVIS a SENER para su revisión, el desarrollador del proyecto incluirá un Plan de Gestión Social, el cual tiene por objeto garantizar el cumplimiento de las medidas mitigantes y preventivas propuestas en la EVIS para el proyecto.

El Plan de Gestión Social también sirve para administrar y evaluar el desempeño social de sus acciones. Debe incluir:

- ✘ Un programa de comunicación entre el desarrollador, las entidades gubernamentales y las partes afectadas por el proyecto;
- ✘ Plan de inversión social;
- ✘ Plan de seguridad y salud;
- ✘ Plan de monitorización de la implementación de las medidas propuestas preventivas y correctivas durante el desarrollo del proyecto. El informe resultante deberá incluir fotografías y emitirse periódicamente durante la operación de la planta;

### ✘ PERMISOS DE USO DE SUELO

Mientras que los permisos y licencias anteriores son procedimientos regulados a nivel federal, cada estado y municipio tienen distinta normativa para emitir la licencia de uso de suelo. Los Planes Urbanísticos Locales clasifican el suelo de un término municipal de acuerdo con su grado de transformación. En el caso de que sea requerido un cambio de uso, el propio Plan recoge la metodología y las bases para esta transformación.

Los proyectos fotovoltaicos suelen estar proyectados en zonas agrícolas o semi industriales, que deben ser recalificadas a suelo industrial ligero.

### ✘ LICENCIA DE CONSTRUCCIÓN MUNICIPAL

De acuerdo con el artículo 115 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, los municipios estarán facultados para otorgar licencias y permisos para construcciones.

Éste es un procedimiento que varía dependiendo del municipio en el que se solicite. Lo habitual es que el municipio emita la licencia a los pocos días de haberse solicitado. Entre la documentación técnica habitual requerida está el permiso de uso de suelo y la descripción del proyecto, incluidos planos y el programa de trabajo.

Este permiso suele tener una vigencia de entre medio y 2 años, dependiendo del municipio y de la magnitud de las obras a realizar.

## ANEXO 3: DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO DEL EVIS RESPECTO A LAS COMUNIDADES AFECTADAS

Esta parte del reporte debe incluir:

- ✓ Revisión de las medidas de consulta y canales de comunicación con las comunidades
- ✓ Revisión de los mecanismos de quejas establecidos
- ✓ Revisión de plan y medidas para garantizar la seguridad e higiene de las comunidades, así como prevención de exposición a sustancias peligrosas
- ✓ Revisión de potencial necesidad de reubicación de comunidades
- ✓ Revisión de proceso de adquisición de terrenos

El proyecto tiene que incluir a las comunidades afectadas por el proyecto con el objetivo de garantizar que sean impactadas lo menor posible:

| TEMA                              | PUNTOS DE CONTROL  |
|-----------------------------------|--|
| Consulta                          | ✓ Existencia de medidas de consulta que faciliten la comunicación con las comunidades  |
| Quejas                            | ✓ Existencia de mecanismos y/o procesos para atención de quejas  |
| Seguridad e higiene               | ✓ Existencia de medidas de minimización de los efectos sobre la seguridad e higiene de las comunidades   |
| Sustancias peligrosas             | ✓ Existencia de medidas de prevención de exposición de las comunidades a sustancias peligrosas   |
| Reubicación                       | ✓ Aclaración del tema de reubicación de comunidades (en caso de requerirse) por las necesidades del proyecto y formas de adquisición de terrenos   |
| Plan de Impacto Social (opcional) | <p>El plan de inversión social contempla la integración de las comunidades cercanas al proyecto y toma en cuenta sus inquietudes y quejas acerca de los impactos del proyecto en su ambiente.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Descripción y apreciación sobre el contenido del Plan de Inversión Social</li> <li>✓ Descripción del plan de acciones, su calendario y avances</li> </ul> |

## ANEXO 4: DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO DEL EVIS RESPECTO A LOS PUEBLOS INDÍGENAS

Esta parte del reporte debe incluir:

- ✓ Revisión de la existencia de pueblos indígenas cerca del sitio
- ✓ Revisión de las medidas tomadas para no afectar a los pueblos indígenas viviendo a proximidad del sitio (de derechos humanos, preservación de la cultura, compensación de daños, oportunidades de desarrollo)

El desarrollador del proyecto debe garantizar que el proyecto no impactará a los pueblos indígenas viviendo cerca del mismo, o, por lo menos, qué medidas se tomarán para reducir el impacto que causa el proyecto:

| TEMA                        | PUNTOS DE CONTROL   |
|-----------------------------|---|
| Derechos humanos            | ✓ Evaluación de las medidas tomadas para garantizar el respeto a derechos humanos   |
| Compensación de daños       | ✓ Existencia de medidas para la compensación de (posibles) daños  |
| Oportunidades de desarrollo | ✓ Evaluación de las acciones y proyectos para el desarrollo de la comunidad, como creación de infraestructura para el uso de las comunidades cercanas |
| Preservación de la cultura  | ✓ Existencia de medidas para la preservación de la cultura  |



